Attention Microfiche User,

The original document from which this microfiche was made was found to contain some imperfection or imperfections that reduce full comprehension of some of the text despite the good technical quality of the microfiche itself. The imperfections may be:

- missing or illegible pages/figures
- wrong pagination
- poor overall printing quality, etc.

We normally refuse to microfiche such a document and request a replacement document (or pages) from the National INIS Centre concerned. However, our experience shows that many months pass before such documents are replaced. Sometimes the Centre is not able to supply a better copy or, in some cases, the pages that were supposed to be missing correspond to a wrong pagination only. We feel that it is better to proceed with distributing the microfiche made of these documents than to withhold them till the imperfections are removed. If the removals are subsequestly made then replacement microfiche can be issued. In line with this approach then, our specific practice for microfiching documents with imperfections is as follows:

1. A microfiche of an imperfect document will be marked with a special symbol (black circle) on the left of the title. This symbol will appear on all masters and copies of the document (1st fiche and trailer fiches) even if the imperfection is on one fiche of the report only.

2. If imperfection is not too general the reason will be specified on a sheet such as this, in the space below.

3. The microfiche will be considered as temporary, but sold at the normal price. Replacements, if they can be issued, will be available for purchase at the regular price.

4. A new document will be requested from the supplying Centre.

5. If the Centre can supply the necessary pages/document a new master fiche will be made to permit production of any replacement microfiche that may be requested.

The original document from which this microfiche has been prepared has these imperfections:

☒ missing pages/~~figures~~ numbered: 62.

☐ wrong pagination

☐ poor overall printing quality

☐ combinations of the above

☐ other

INIS Clearinghouse
IAEA
P. O. Box 100
A-1400, Vienna, Austria

UY 8700001

INIS-mf--11000

REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA

ESTUDIO DE VIABILIDAD GENERACION NUCLEOELECTRICA EN EL URUGUAY

- 1985 -

TOMO I

REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA

ESTUDIO DE VIABILIDAD
GENERACION NUCLEOELECTRICA
EN EL URUGUAY
-1985-

TOMO 1

P R E F A C I O

Este estudio fue realizado por el Grupo de Trabajo de Generación Nucleoeléctrica de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), integrado por representantes de dicha institución, de la Dirección Nacional de Energía (DNE), de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y de la Dirección Nacional de Minería y Geología (DINAMIGE).

Habiéndose reunido por primera vez el 15 de diciembre de 1982, el Grupo de Trabajo contó con los siguientes miembros permanentes: Ing. Enrique Levrero Puig (DNE-CNEA), Presidente; Cnel. Walter R. Cibils (CNEA), Secretario; Ing. Jorge Fontana (UTE) e Ing. Miguel Garau (DINAMIGE). Fueron además integrantes del referido grupo los señores: Ing. Manuel Mendiola (UTE), Cnel. (Av) Amílcar Osaba (CNEA), C/N James Coates (CNEA), Ing. Rodolfo D'Amado (UTE), Cnel. (C y E) Arnoldo Cambón (CNEA), Ing. Alvaro Cutinella (UTE) e Ing. Harry Schvarz (UTE).

Participaron en la redacción del documento los siguientes profesionales: Ing. Marta Alvarez (UTE), Ing. Pedro Antmann (UTE), A/N Daniel Arancio (CNEA), Ing. Gabriel Bernasconi (CNEA), Ing. Jorge Cabrera (UTE), Ing. Gilberto Cian (UTE), Ing. Clara Gersberg (UTE), Tte.1ro. Ney C. Irigoyen (CNEA), Ing. Julio Lavagna (UTE), May. Luis A. Loureiro (CNEA), Cdor. Luis Minetti (UTE), Ing. Gonzalo Patiño (DNE), Ing. Fernando Rodríguez (UTE), C/F Jorge Roper (CNEA), Ing. Enrique Topolansky (UTE) e Ing. Eduardo Villemur (UTE).

A través de la C.N.E.A., el Grupo de Trabajo de Energía Nucleoeléctrica contó con la valiosa colaboración del Ing. Bela Csik, experto del Organismo Internacional de Energía Atómica, quien actuó en el marco del proyecto de Asistencia Técnica URU/4/007 "Estudio de Viabilidad de un Proyecto Nucleoeléctrico en el Uruguay".

TOMO 1

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA ENERGIA NUCLEOELECTRICA EN EL URUGUAY

0. SUMARIO

1. INTRODUCCION

2. ANALISIS DE LAS NECESIDADES ENERGETICAS NACIONALES

2.1 La demanda energética

2.1.1 El Consumo Energético Global Nacional

2.1.2 Tranferencias entre fuentes de energía

2.1.3 La demanda de energía eléctrica

2.2 La satisfacción de la demanda de energía eléctrica

2.2.1 Plan maestro de energía

2.2.2 El estudio de la Consultora Lahmayer Internacional para el equipamiento Eléctrico Nacional 1980-2000

2.2.3 Condicionantes de los planes de equipamiento

2.2.4 Previsiones de equipamiento de generación eléctrica

2.2.4.1 Equipamiento actualmente previsto

2.2.4.2 Previsiones de potencia eléctrica necesaria

a) Complemento al año 2000

b) Década 2000-2010

c) Década 2010-2020

3. ANALISIS DE LOS RECURSOS NACIONALES

3.1 Recursos directos

3.1.1 Recursos enegéticos

3.1.2 Recursos humanos

3.1.3 Recursos financieros

3.2 Infraestructura de apoyo

3.2.1 Infraestructura científico-tecnológica

3.2.2 Infraestructura institucional

3.2.3 Infraestructura industrial

4. ANALISIS DE LA VIABILIDAD DE UN PROGRAMA NUCLEAR

4.1 Opciones de equipamiento elétrico

4.1.1 Centrales a petróleo o a gas

4.1.2 Centrales a carbón

4.1.3 Centrales hidráulicas en cursos de agua y minicentrales hidráulicas

4.1.4 Fuentes energéticas no convencionales

4.1.5 Centrales nucleares

4.2 Consideraciones sobre las opciones no nucleares

4.3 Consideraciones sobre la opción nuclear

4.3.1 Factores que promueven el Programa Nuclear

4.3.1.1 Internos

4.3.1.2 Externos

4.3.2 Problemas y dificultades

4.4 Análisis comparativo de las opciones de equipamiento eléctrico

5. Conclusiones

6. Recomendaciones

0. SUMARIO

1.- El trabajo realizado permite concluir que la generación de energía eléctrica a partir de la energía nuclear, podría ser aplicable en el Uruguay con posterioridad al año 2000.

2.- Tal conclusión, lleva al Grupo de Trabajo que tuvo a su cargo los estudios involucrados, a solicitar al Superior Gobierno a través de los canales competentes, que se reconozca la opción de generación nucleo eléctrica como una de las posibilidades nacionales para la solución del problema de la demanda eléctrica en un plazo no menor de 15 años.

3.- Una eventual aceptación de esa solicitud lleva implícita la autorización para ejecutar una sucesión de etapas que podrían culminar con la puesta en marcha de una Central de Generación de Energía Eléctrica por medio de la Energía Nuclear.

4.- Importa destacar que el hecho de declarar válida para el Uruguay la opción nucleoeléctrica, y comenzar con la ejecución de las etapas mencionadas, no significa obligatoriamente un compromiso de construcción de una Central Nuclear. Pero tomada la decisión, es necesario iniciar el proceso que conduce al objetivo señalado, pues a diferencia de otros tipos de centrales de generación eléctrica que conducen a soluciones similares, el tiempo de preparación (6 a 8 años) y de construcción (7 a 9 años) que insume la primera central nuclear es comparativamente mayor. Ello determina que de no comenzarse a tiempo, la energía nuclear dejaría de ser opción en el plazo mencionado.

5.- Una de las conclusiones del Grupo de Trabajo es que en el período que va desde el año 2000 al 2020 las nuevas unidades de generación de energía eléctrica

que se construyan habrían de ser térmicas. Como se requeriría más de una unidad, de optarse por la solución nucleoeléctrica, se estaría ante la necesidad de un programa nuclear a largo plazo, que incluiría varias centrales de generación.

6.- Aceptada la opción de generación nucleoeléctrica como válida para el Uruguay, las etapas necesarias a realizar en el más breve plazo son las siguientes:

6.1 Asignar la responsabilidad de continuar con el análisis de la opción nuclear a un Grupo de Trabajo interinstitucional y proveer los fondos necesarios para llevarlo a cabo.

6.2 Determinar los principios de Politica Energética en base a la máxima autarquía energética posible.

6.3 Encomendar al organismo o comisión mencionado en 6.1, la elaboración de un proyecto de Programa Nuclear a largo plazo, en el marco de la Política Energética Nacional y en el plan de expansión del sector eléctrico. Dicho programa deberá incluir:

6.3.1. El estudio de factibilidad de un primer proyecto de Central Nuclear que comprenda el análisis comparativo de las alternativas posibles:

- Central de 300-600 MW totalmente nacional
- Central compartida con países vecinos de 600-1200 MW

6.3.2. Un plan a largo plazo de formación de personal.

6.4 Encomendar a la Comisión Nacional de Energía Atómica la preparación de las normas en materia de Seguridad Nuclear que complementen el Decreto 519/984 del 21/11/84 y que permitan el establecimiento del marco legal en dicha materia.

6.5 Continuar fomentando el desarrollo de una infraestructura tecnológica nacional en el área de las aplicaciones nucleares a la generación eléctrica

7.- El planteamiento que antecede se apoya en el contenido de los estudios realizados por el Grupo de Trabajo, que constituyen el documento que se presenta, en el cual pueden encontrarse en detalle los fundamentos que lo justifican.

1. INTRODUCCION

Según datos del OIEA, a fines de 1983 se encontraban 317 centrales nucleares en operación, en 25 países, con una capacidad de generación total de 190.839.MW(e) y 209 centrales en construcción, con una capacidad de generación total de 193.854MW(e). Estas centrales nucleares representaron más del 8% de la capacidad de generación eléctrica mundial y proveyeron aproximadamente el 12% del total de la electricidad generada durante 1983.

Tal situación es el fruto de largos años de desarrollo de la ingeniería nuclear aplicada a la generación de energía. A más de 40 años de la puesta en funcionamiento del primer conjunto crítico de la historia (2/12/42), con la llamada "pila atómica" de Enrico Fermi en la Universidad de Chicago, el mundo posee hoy una tecnología ya probada de generación eléctrica, usando como fuente la energía nuclear.

La evolución de esta tecnología ha demandado un período de tiempo , si bien corto por lo rápido desde que se creó y desarrolló, suficientemente extenso para comprobar que puede contribuir a solucionar los problemas energéticos de la humanidad.

El respaldo histórico que tiene la tecnología nuclear, permite hablar de ella con una solvencia diferente al de otras tecnologías más nuevas, lo cual se podrá apreciar al enfocar sus antecedentes por cada una de sus 4 décadas pasadas.

A partir de la "pila atómica", los años 40 muestran a los países de elevado desarrollo científico y tecnológico (EE. UU., Inglaterra, Canadá, Francia y URSS) buscando instrumentar otros tipos de sistemas que mantuvieran la reacción de fisión en cadena autosustentada con fines de producción de combustible (Pu-239) para armas nucleares en primera instancia y, posteriormente, para investigación de las propiedades de distintos elementos y componentes de los reactores nucleares, que de esa manera comenzaban a perfeccionarse.

El recorrido de los años 50 presenta la aparición de los primeros prototipos de reactores nucleares con fines de generación eléctrica. Es así que la primera nucleogeneración fue en 1951, en el Reactor Experimental Reproductor (EBR-I) del Laboratorio Nacional de Argonne (EE.UU.), compartiendo esta acción con la experimentación en otras áreas de la ingeniería nuclear. EE.UU. capitalizó esta experiencia de producción de energía eléctrica en reactores prototipos para propulsión de submarinos, siendo operado el primero en mayo de 1953.

El primer reactor nuclear dedicado exclusivamente a generación eléctrica fue el APS-1 en Obninsk (URSS) de 5 MW(e) conectado a la red en 1954. Posteriormente se construyeron centrales de mayor potencia, siendo las primeras: Calder Hall (Inglaterra) de 39MW(e), inaugurada en octubre de 1956, y Shippingport (EE.UU.) de 68 MW(e), inaugurada en diciembre de 1957.

El desarrollo se realizaba fundamentalmente por incentivos industriales y tecnológicos, más que por consideraciones económicas o necesidades energéticas.

Con el advenimiento de los años 60, los países industrializados continuaban desarrollando las tecnologías de centrales nucleares, perfeccionándolas a tal punto que, en la mitad de esa década, la demostración de la factibilidad tecnológica y la competitividad económica promovieron una expansión nuclear mundial.

En esta etapa pasan a ser los incentivos fundamentales, los de orden económico y energético, incorporándose los países en vías de desarrollo a los desarrollados, en esta expansión. Así es que en 1969 el primer país en desarrollo en contar con una central nuclear fue la India, la cual instaló una Central de dos unidades, con una capacidad neta total de 396 MW.

El crecimiento de la producción nucleoeléctrica pasó entonces de 5 MW(e) en 1954 a 16.500 MW(e) en 1970 (Ref. 52).

En esos años, las dificultades encontradas para introducir la Energía Nuclear en los países en desarrollo tenían su causa en el menor desarrollo de su infraestructura industrial, dada la sofisticada tecnología sujeta a estrictas normas de seguridad y calidad y los altos costos de inversión comparados con otros tipos de plantas energéticas.
De todos modos, la demanda de generación de tipo nuclear iba lentamente en ascenso hasta que en la década de los años 70, algunos factores mundiales favorecieron en forma importante el crecimiento de la demanda de centrales de potencia como lo fueron las crisis del petróleo de 1973/74 y la que le siguió de 1978/79, haciendo pensar que el futuro de la Energía Nuclear estaba asegurado.
En esta década la capacidad instalada en las centrales nucleares creció en un factor de 8, desde 16.500MW(e) en 1970 a 138.000 MW(e) en 1980 (Ref. 52), incrementándose también el número de países con centrales nucleares en operación, de 14 a 22 dentro del mismo período, incluyendo 7 países en desarrollo.
Sin embargo, aquellos presagios no se cumplieron debido a la combinación de varios factores negativos a saber, entre otros:

- diseño y construcción de grandes módulos de centrales, los cuales no estaban de acuerdo a las capacidades de las redes eléctricas de muchos países en desarrollo;
- aumento de los costos de las Centrales Nucleares;
- más estrictos requerimientos de seguridad;
- dificultades encontradas en introducir complicadas tecnologías en países con inadecuada infraestructura.
- disminución de los factores de crecimiento energético y de la demanda de electricidad;
- crecimiento en grandes proporciones de la oposición pública a la Energía Nuclear en muchos países.

Por todos los factores positivos y negativos surgidos, se enfrentan los años 80 con maduración de los mismos, presen

tando un desarrollo nuclear equilibrado, donde los aportes optimistas y pesimistas son de pesos similares.
Se pueden apreciar a su vez tres diferentes grados de desarrollo de los programas nucleoeléctricos. Existen países que han parado sus programas, resultado fundamentalmente de encuestas públicas, como lo representa el caso de Austria. Existen países que por factores económico-financieros, y/o de disminución de demanda, y/o de oposición popular, han enlentecido sus programas nucleoeléctricos iniciales pero siguen igualmente adelante en la construcción de centrales nucleares, como es el caso de EE.UU., entre otros. Finalmente, hay países que han continuado incrementando su parque nucleoeléctrico con la rapidez que sus necesidades lo han ido requiriendo, como lo es, entre otros, el caso de Francia, que hacia mediados de 1984, generaba el 54% de su energía eléctrica con el tipo nuclear (Ref. 69); siendo a su vez muchos los países en desarrollo que están planificando o intentan implantar programas nucleoléctricos, con lo que aparentemente, la energía nuclear estaría retomando su lugar como un recurso energético de importancia.
Mientras, la tendencia actual en la instalación de centrales nucleares de potencia, es más bien restrictiva en los países occidentales desarrollados, excepto Francia, en los países del bloque soviético, el sentido común de la problemática energética los lleva a prácticamente incrementar su capacidad instalada a un ritmo mayor que en años precedentes, con las limitaciones financieras y económicas de cada gobierno.
Los países en desarrollo comenzaron a impulsar sus programas nucleoeléctricos desfasados con los países desarrollados, lo que permitió a los arquitecto-ingenieros industriales de éstos, realizar proyectos en los primeros en forma eficiente mientras el flujo de fondos a la obra se mantuviera satisfactorio. Debido a la recesión de estos países en desarrollo, se han alargado los plazos y la demanda ener

gética se ha estancado o ha crecido muy poco, aunque la participación de la electricidad en el total ha aumentado. Ciertos países intentan cerrar el ciclo de combustible aún poseyendo pocas instalaciones nucleares de potencia, esgrimiendo variadas razones que no son el objeto de este documento analizar.

En el anexo I (situación mundial, continental y regional de la energía nucleoeléctrica) se detalla la situación en 40 países, 26 de los cuales tienen centrales nucleares en operación comercial y otros proyectos en diversas etapas. Se hace especial hincapié en los países latinoamericanos y en aquellos en desarrollo que procuran obtener una autosuficiencia tecnológica parcial.

Nuestro país no ha permanecido ajeno a la influencia de los factores antes comentados y que han afectado sensiblemente los programas energéticos, particularmente de los países en desarrollo. No obstante, la cíclica evolución que es dable esperar continúe caracterizando la vida económica del mundo occidental, y el constante ascenso de sus demandas energéticas -aunque afectado de tales ciclos- obligan a mantener al día los análisis referidos al desarrollo previsible de los sistemas y políticas que conciernen al potencial nacional.

En ese marco, es válido pensar que nuestro país se enfrentará a fines de este siglo con demandas energéticas -particularmente eléctricas- suficientemente superiores a las actuales como para justificar un riguroso análisis de las distintas opciones de equipamiento de generación proyectado hasta el año 2020.

Este análisis necesitará un previo estudio y evaluación de todos aquellos recursos con que cuenta el país, ya sean éstos energéticos, humanos y financieros de sus infraestructuras científico-tecnológica, industrial e institucional.

Al encarar el análisis se hará necesario partir de supues-

tos de una definición política en la que se considere primordial asegurar al país la explotación de fuentes de energía que sean al mismo tiempo confiables, económicamente viables y -particularmente- concebibles en el marco de la máxima autarquía energética nacional posible.

Bajo tales condiciones, se hará imprescindible tener en cuenta la opción nuclear que para fines de siglo estará representando ya un 20% del total de la energía eléctrica producida por el mundo entero y que, según se ha expresado anteriormente, cuenta con el respaldo de más de 30 años de experiencia, incluyendo 12 países en desarrollo, dos de los cuales nuestros vecinos Argentina y Brasil.

El estudio comparativo de la energía nuclear con las otras alternativas de equipamiento eléctrico viables para nuestro país, permitirá arribar a conclusiones que darán respaldo a las recomendaciones que se entienden convenientes para estimular una toma de decisión sobre tan trascendente tema.

Sobre la base de este enfoque es que el Grupo de Trabajo constituido por representantes de la Dirección Nacional de Energía (DNE), Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y Dirección Nacional de Minería y Geología (DINAMIGE) se dieron a la tarea de confeccionar el documento titulado "Estudio de la Viabilidad de la Energía Nucleoeléctrica en el Uruguay". Contaron para ello con el asesoramiento del Ingeniero Bela Csik, experto del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) en el tema y la colaboración de técnicos y profesionales de las instituciones representadas.

En el entendido de que se trata de un aporte netamente nacional, realizado por iniciativa de la CNEA a la que compete -acorde a las disposiciones vigentes en Política Nuclear- brindar asesoramiento sobre el tema al Poder Ejecutivo, se pone este documento a disposición de las autoridades compe

tentes. Sus autores confían en haber sido fieles intérpretes de una necesidad vital para el futuro desarrollo nacional y esperan que su esfuerzo colabore a los más altos fines del bienestar del país.

2. ANALISIS DE LAS NECESIDADES ENERGETICAS NACIONALES

2.1 - La demanda energética

2.1.1 - El consumo energético global nacional

El consumo final total de energía en el Uruguay ha evolucionado de 1826.9 x 10^3 TEP en el año 1965 a 2006.1 x 10^3 TEP en el año 1983.

Esto daría como resultado una tasa de crecimiento anual acumulativa del 0.52%. Pero dicha evolución no se ha producido de una manera uniforme sino que por el contrario, ha habido momentos de crecimiento del consumo de energía y momentos en que éste decreció. Se observaron caídas del consumo en los años '67,'68,'73,'74 y por último se observa un máximo en el consumo en el año 1979 para comenzar luego una caída en forma monótona, la cual se mantiene hasta la fecha, y lleva el consumo del año '83, a valores menores que los correspondientes a 1976 y aún del orden de los de años de pico como 1972.

Es decir que debido a la crisis que se viene experimentando en los últimos años, el consumo final total de energía se encontraba en 1983 en valores más o menos similares a los de 11 años atrás, o sea, 1972.

Cuadro 2.1 - 1
Consumo final total de energía (*)
Unidad 10^3 TEP

Año	CFTE
1965	1.826,9
1966	1.837,6
1967	1.768,6
1968	1.750,4
1969	1.835,4
1970	1.938,9

(*) Incluye consumos no energéticos

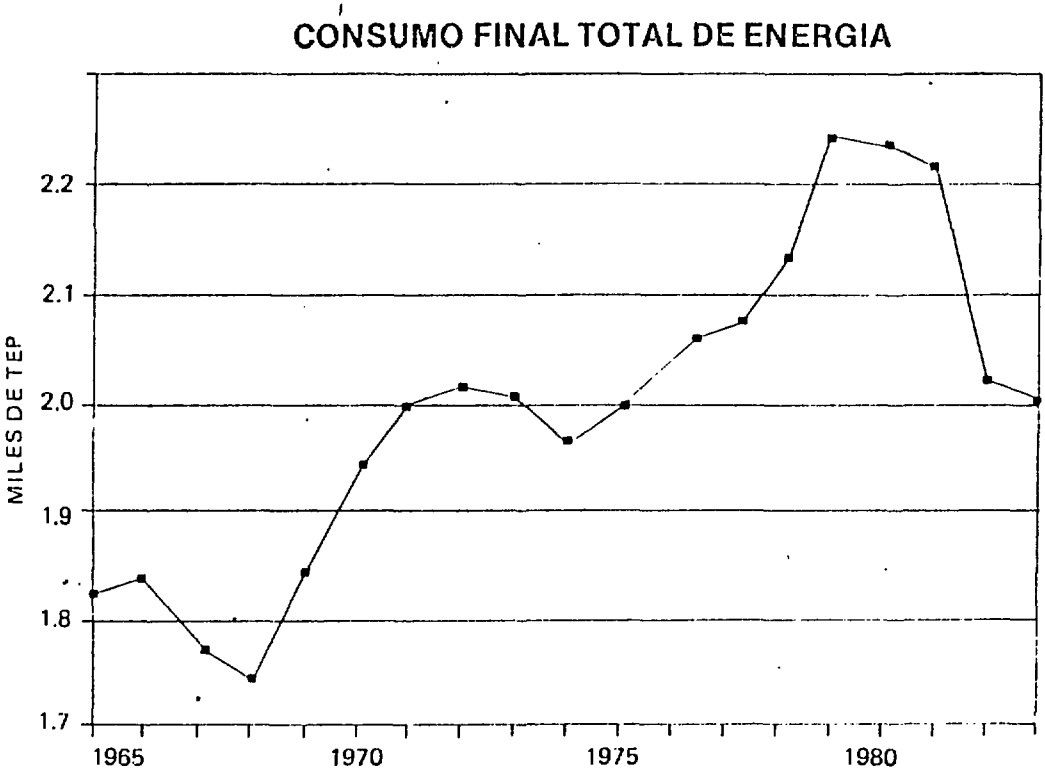
1971	2.003,2
1972	2.015,9
1973	2.008,8
1974	1.950,0
1975	1.997,9
1976	2.061,5
1977	2.074,7
1978	2.140,0
1979	2.236,5
1980	2.226,8
1981	2.210,3
1982	2.029,6
1983	2.006,1

La estructura del consumo de energía ha sufrido algunas modificaciones con el correr del tiempo.

Si consideramos la participación de cada una de las fuentes, dentro del consumo final energético, podemos observar fundamentalmente que:

- El uso del carbón y sus derivados, tiende a desaparecer,
- La leña, ha aumentado su participación en el consumo final energético debido fundamentalmente a la sustitución que comenzó a producirse en la industria, de fuel oil por leña. Esta sustitución fue posible debido a la alta conveniencia económica de consumir leña frente al fuel oil.
- Otros combustibles vegetales (cáscara de arroz, cáscara de girasol y bagazo) también han aumentado su participación debido al mejor aprovechamiento del bagazo y en los últimos años del consumo de las cáscaras de arroz y girasol de manera más intensiva.
- Los derivados del petróleo han presentado una fuerte baja en su participación.

En la figura se grafica la evolución del Consumo Final Total de Energía desde el año 1965 hasta 1983.



- La electricidad presentó por el contrario un incremento importante en su participación: pasó del 6.7% en 1965 a 13.5% en 1983. Además el crecimiento de la participación de la electricidad se dió en forma monónotona salvo un año que tuvo una caída (1972)*.**

Considerando la participación de los sectores de consumo dentro del consumo final energético (Cuadro 2.1.1-2) se desprende que:

- El sector residencial, comercial y público presenta una participación relativamente estable dentro del consumo de energía hasta el año 1982 en que aumenta abruptamente. Este aumento, se debe fundamentalmente a que este sector es el que presenta mayor inercia en el consumo, es el más inelástico frente a períodos de crisis. Por lo tanto, este aumento en su participación es más bien un reflejo de los efectos más pronunciados en los otros sectores de la depresión.
- El sector transporte se ha mantenido relativamente estable entre un 27.8 y 29.8% de participación salvo en el año 1982 que ascendió a 30.9. Pero este ascenso en la participación es atribuíble a que junto con el sector residencial, comercial y público absorbió la caída porcentual de la industria.
- El sector industrial mantuvo una participación estable hasta 1980. De aquí en adelante, cayó su participación abruptamente lo que redundó en aumentos relativos de los otros sectores.

En valores absolutos para el año 1983 (Cuadro 2.1.1-2), el consumo de la industria se retrotrae a cifras correspondientes a años anteriores a 1970, el consumo del transporte a cifras del año 1979 mientras que el sector

* Año de restricciones

** Estos porcentajes corresponden a la energía eléctrica generada expresada en 10^3 TEPS con la equivalencia de 0.086 TEP/Kwh

restante decrece a partir de 1981 (año pico) pero muy lentamente.

En cuanto a la eficiencia con que es consumida la energía, uno de los indicadores posibles de analizar es el "contenido energético".

El contenido energético de una actividad lo definimos como la relación entre la cantidad de energía consumida por el sector que se dedica a dicha actividad y el producto o valor agregado generado por el sector.

Como se puede apreciar en el cuadro 2.1.1-3 del año 1972 a 1983 ha habido un decrecimiento de este índice.

CUADRO. 2.1.1 - 1

CONSUMO FINAL ENERGETICO POR FUENTES

SECTORES	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	19
Carbón Mineral													
(10^3 TEP)	5,1	1,4	4,6	1,0	0,4	1,5	1,1	1,5	1,0	1,3	1,2	0,8	
(%)	0,3	0,1	0,3	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	
Leña													
(10^3 TEP)	448,1	450,5	453,7	459,4	462,2	464,4	468,0	470,0	476,0	482,6	492,5	501,9	5
(%)	25,0	25,1	26,2	27,0	25,8	24,7	24,0	23,9	24,2	25,4	25,4	25,1	
Otros Combustibles													
(10^3 TEP)	15,1	13,3	10,8	9,9	15,2	17,2	16,2	27,8	20,9	18,5	24,2	28,6	
Animales y Vegetales													
(%)	0,8	0,7	0,6	0,6	0,8	0,9	0,8	1,4	1,1	1,0	1,4	1,4	
Energía Eólica													
(10^3 TEP)	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	
(%)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Derivados del Carbón													
(10^3 TEP)	23,7	22,1	20,7	21,3	22,1	22,0	19,9	18,6	17,4	16,2	17,6	14,8	
(%)	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,7	
Derivados del Petróleo													
(10^3 TEP)	1.178,4	1.178,3	1.105,1	1.072,1	1.143,9	1.218,9	1.271,8	1.289,3	1.277,7	1.216,6	1.223,4	1.266,6	1.2
(%)	65,8	65,6	63,7	62,9	64,1	64,7	65,3	65,5	65,1	63,9	63,0	63,4	
Electricidad													
(10^3 TEP)	120,7	130,2	137,4	136,6	143,9	156,0	169,8	159,9	163,8	164,0	176,0	187,1	1
(%)	6,7	7,2	7,9	8,0	8,0	8,3	8,7	8,1	8,4	8,6	9,1	9,3	
Total													
(10^3 TEP)	1.793,1	1.797,8	1.734,3	1.702,4	1.789,8	1.882,2	1.949,0	1.969,4	1.959,1	1.902,2	1.940,4	2.002,3	2.0
(%)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1

FUENTE: MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA

SECTION 1

CUADRO. 2.1.1 - 1

MO FINAL ENERGETICO POR FUENTES

1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	9183
1,5	1,1	1,5	1,0	1,3	1,2	0,8	0,8	1,3	3,2	2,7	1.5	0.6	0.1
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0.1	0.0	0.0
464,4	468,0	470,0	476,0	482,6	492,6	501,9	507,7	516,9	529,0	538,9	596.2	535.5	552.5
24,7	24,0	23,9	24,3	25,4	25,4	25,1	25,2	25,1	24,8	25,1	27.6	27.1	28.2
17,2	16,2	27,8	20,9	18,5	24,2	28,6	37,7	39,4	30,9	36,2	39.8	45.3	51.5
0,9	0,8	1,4	1,1	1,0	1,4	1,4	1,9	1,9	1,4	1,4	1.8	2.3	2.6
2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	3.7	3.5	3.7
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0.2	0.2	0.2
22,0	19,9	18,6	17,4	16,2	17,6	14,8	20,0	2,3	2,4	4,7	4.8	2.1	3.0
1,2	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,7	1,0	0,1	0,1	0,2	0.2	0.1	0.2
1.218,9	1.271,8	1.289,3	1.277,7	1.216,6	1.223,4	1.266,6	1.246,6	1.281,3	1.346,1	1.317,6	1258.7	1.131.5	1.083.5
64,7	65,3	65,5	65,1	63,9	63,0	63,4	61,9	62,2	63,1	61,5	58.2	57.3	55.3
156,0	169,8	159,9	163,8	164,0	176,0	187,1	198,5	216,8	222,9	242,1	253.5	257.7	264.1
8,3	8,7	8,1	8,4	8,6	9,1	9,3	9,9	10,5	10,4	11,3	11.9	13.0	13.5
1.882,2	1.949,0	1.969,4	1.959,1	1.902,2	1.940,4	2.002,3	2.013,8	2.060,6	2.137,1	2.144,9	2163.2	1976.5	1958.4
100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

SECTION 2

CUADRO 2.1.1 - 2

EVOLUCION DEL CONSUMO FINAL ENERGETICO POR SECTORES

SECTORES	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Residencial, Comercial Público (10^3 TEP)	698,7	703,5	707,2	710,4	735,4	765,4	805,3	799,9	803,3	796,0	773,7	800,5
(o/o)	39,0	39,1	40,8	41,6	41,1	40,7	41,3	40,6	41,0	41,9	39,3	39,9
Transporte (10^3 TEP)	499,1	498,5	477,0	465,7	498,8	529,7	559,3	599,2	574,5	525,4	524,4	550,1
(o/o)	27,8	27,7	27,5	27,4	27,9	28,1	28,7	30,4	29,3	27,6	27,0	27,5
Industrial, Agro (10^3 TEP)	576,8	570,4	536,6	510,0	548,2	580,1	569,7	567,0	581,3	580,4	629,5	640,3
(o/o)	32,2	31,7	30,9	30,0	30,6	30,8	29,2	28,8	29,7	30,5	32,4	32,0
Consumo no identificado (10^3 TEP)	18,5	25,4	13,5	16,3	7,4	7,0	14,7	3,3	-	0,4	12,8	11,4
(o/o)	1,0	1,4	0,8	1,0	0,4	0,4	0,8	0,2	-	0,0	0,7	0,6
Consumo final energético (10^3 TEP)	1.793,1	1.797,8	1.734,3	1.702,4	1.789,8	1.882,2	1.949,0	1.969,4	1.959,1	1.902,2	1.940,4	2.002,3
(o/o)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

FUENTE: MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA

SECTION 1

CUADRO 2.1.1 - 2

NSUMO FINAL ENERGETICO POR SECTORES

0	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
4	805,3	799,9	803,3	796,0	773,7	800,5	789,4	802,9	798,6	803,9	839.2	830.3	828.1
7	41,3	40,6	41,0	41,9	39,3	39,9	39,2	39,0	37,4	37,4	38.8	42.0	42.3
7	559,3	599,2	574,5	525,4	524,4	550,1	557,0	556,2	605,5	632,4	638.2	610.1	583.5
1	28,7	30,4	29,3	27,6	27,0	27,5	27,7	27,0	28,3	29,5	29.5	30.9	29.8
1	569,7	567,0	581,3	580,4	629,5	640,3	665,6	688,3	725,2	698,2	685.8	536.1	546.8
3	29,2	28,8	29,7	30,5	32,4	32,0	33,1	33,4	33,9	32,6	31.7	27.1	27.9
0	14,7	3,3	-	0,4	12,8	11,4	1,8	13,2	7,8	10,4	-	-	-
4	0,8	0,2	-	0,0	0,7	0,6	0,0	0,6	0,4	0,5	-	-	-
2	1.949,0	1.969,4	1.959,1	1.902,2	1.940,4	2.002,3	2.013,8	2.060,6	2.137,1	2.144,9	2.163.2	1.976.5	1.958.4
0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100.0	100.0	100.0

SECTION 2

CUADRO 2.1.1 - 3

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
Industrial-Agro							
VA/PBI	0,405	0,399	0,400	0,406	0,402	0,417	0,414
E/VA	0,0661	0,0669	0,0648	0,0652	0,0645	0,0638	0,0632
Transporte							
VA/PBI	0,062	0,061	0,061	0,059	0,061	0,062	0,058
E/VA	0,4485	0,4303	0,3863	0,3714	0,3665	0,3619	0,3633
Resto							
VA/PBI	0,533	0,540	0,539	0,535	0,537	0,521	0,528
E/VA	0,0694	0,0685	0,0659	0,0620	0,0612	0,0608	0,0588
Total							
E/PBI	0,0909	0,0901	0,0849	0,0817	0,0811	0,0806	0,0784

SECTION 1

CUADRO 2.1.1 - 3

974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
400	0,406	0,402	0,417	0,414	0,414	0,419	0,412	0,394	0,363
0648	0,0652	0,0645	0,0638	0,0632	0,0627	0,0564	0,0557	0,0522	0,0580
061	0,059	0,061	0,062	0,058	0,061	0,062	0,064	0,060	0,058
3863	0,3714	0,3665	0,3619	0,3633	0,3572	0,3431	0,3422	0,3881	0,3908
39	0,535	0,537	0,521	0,528	0,525	0,519	0,524	0,546	0,579
659	0,0620	0,0612	0,0608	0,0588	0,0550	0,0532	0,0555	0,0580	0,0551
849	0,0817	0,0811	0,0806	0,0784	0,0766	0,0727	0,0739	0,0755	0,0755

SECTION 2

CUADRO 2.1.1 - 4

EVOLUCION DEL CONSUMO FINAL ENERGETICO
SECTOR RESIDENCIAL, COMERCIAL, PUBLICO

PRODUCTO	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	19
Leña												
(10^3 TEP)	427,6	429,9	432,2	434,4	436,2	438,7	441,0	443,0	445,0	446,8	448,7	45
(%)	61,2	61,1	61,1	61,2	59,4	57,3	54,9	55,5	55,3	56,2	58,0	5
Gas Licuado												
(10^3 TEP)	19,5	21,5	22,8	23,6	29,0	33,6	38,6	40,2	36,6	39,3	39,0	4
(%)	2,8	3,1	3,2	3,3	3,9	4,4	4,8	5,0	4,6	4,9	5,0	
Kerosene y Turbo Combustibles												
(10^3 TEP)	151,7	153,3	146,5	146,2	160,9	168,6	189,5	193,9	186,9	184,1	156,7	16
(%)	21,7	21,8	20,7	20,6	21,9	22,0	23,5	24,2	23,3	23,1	20,3	2
Diesel y Gas Oil												
(10^3 TEP)	13,3	6,5	7,7	6,6	7,3	6,0	9,1	8,3	10,7	10,5	11,1	1
(%)	1,9	0,9	1,1	0,9	1,0	0,8	1,1	1,0	1,3	1,3	1,4	
Combustibles Pesados												
(10^3 TEP)	9,6	9,9	11,2	13,0	11,2	9,9	9,9	5,4	11,7	9,8	6,9	1
(%)	1,4	1,4	1,6	1,8	1,5	1,3	1,2	0,7	1,5	1,2	0,9	
Gas Distribuido												
(10^3 TEP)	10,5	10,0	9,8	9,1	9,1	9,0	9,1	9,0	8,9	8,6	7,9	
(%)	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	
Electricidad												
(10^3 TEP)	66,5	72,4	77,0	77,5	81,7	99,6	108,1	100,1	103,5	45,9	103,4	11
(%)	9,5	10,3	10,9	10,9	11,1	13,0	13,4	12,5	12,9	12,2	13,4	13
Consumo Energético Total												
(10^3 TEP)	698,7	703,5	707,2	710,4	735,4	765,4	805,3	799,9	803,3	796,0	773,7	800
(%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100

FUENTE: MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA

DRO 2.1.1 - 4

CONSUMO FINAL ENERGETICO
NCIAL, COMERCIAL, PUBLICO

1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
441,0	443,0	445,0	446,8	448,7	450,8	453,0	455,0	457,2	459,2	486.5	479.3	475.0
54,9	55,5	55,3	56,2	58,0	56,4	57,4	56,6	57,2	57,2	57.9	57.7	57.5
38,6	40,2	36,6	39,3	39,0	40,4	40,0	40,6	45,3	46,8	50.1	51.1	48.2
4,8	5,0	4,6	4,9	5,0	5,0	5,1	5,1	5,7	5,8	6.0	6.2	5.8
189,5	193,9	186,9	184,1	156,7	164,4	142,9	138,4	130,9	116,8	100.5	89.6	84.0
23,5	24,2	23,3	23,1	20,3	20,5	18,1	17,2	16,4	14,5	12.0	10.8	10.1
9,1	8,3	10,7	10,5	11,1	12,9	12,5	18,3	18,2	14,7	18.3	13.1	12.0
1,1	1,0	1,3	1,3	1,4	1,6	1,6	2,3	2,3	1,8	2.2	1.6	1.4
9,9	5,4	11,7	9,8	6,9	14,0	13,7	14,5	9,9	14,2	18.8	24.0	33.0
1,2	0,7	1,5	1,2	0,9	1,7	1,7	1,8	1,2	1,8	2.2	2.9	4.0
9,1	9,0	8,9	8,6	7,9	6,9	7,1	7,8	8,0	8,0	8.1	8.1	8.3
1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1.0	1.0	1.0
108,1	100,1	103,5	45,9	103,4	111,1	120,2	128,3	129,1	144,2	156.9	164.8	167.6
13,4	12,5	12,9	12,2	13,4	13,9	15,2	16,0	16,2	17,9	18.7	19.8	20.2
805,3	799,9	803,3	796,0	773,7	800,5	789,4	802,9	798,6	803,0	839.2	830.0	828.1
100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100.0	100.0	100.0

SECTION 2

CUADRO 2.1.1 - 5

EVOLUCION DEL CONSUMO FINAL ENERGETICO

SECTOR TRANSPORTE

PRODUCTO	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Gasolinas y naftas												
(10^3 TEP)	236,9	236,6	233,1	224,7	242,2	232,4	240,1	241,9	219,9	191,4	187,6	174,4
(o/o)	47,4	47,5	48,8	48,3	48,6	43,9	43,6	41,0	38,4	36,5	35,7	31,7
Kerosene y Turbo combustibles												
(10^3 TEP)	3,5	6,6	7,9	7,6	8,0	9,4	8,1	10,2	8,1	7,0	6,6	9,7
(o/o)	0,7	1,3	1,7	1,6	1,6	1,8	1,5	1,7	1,4	1,3	1,3	1,8
Diesel y Gas-oil												
(10^3 TEP)	173,0	172,2	165,0	176,6	199,7	231,2	242,5	282,6	270,3	265,5	268,3	305,4
(o/o)	34,7	34,5	34,6	37,9	40,0	43,6	44,2	47,9	47,0	50,5	51,2	55,5
Combustibles pesados												
(10^3 TEP)	83,6	81,3	68,8	55,1	47,4	55,1	56,4	53,7	74,3	59,5	60,4	59,4
(o/o)	16,8	16,3	14,4	11,8	9,5	10,4	10,3	9,1	12.9	11,3	11,5	10,8
Electricidad (10^3 TEP)	2,1	1,8	2,2	1,7	1,5	1,6	2,1	1,9	1,9	2,0	1,5	1,2
(o/o)	0,4	0,4	0,5	0,4	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,4	0,3	0,2
Consumo energético total												
(10^3 TEP)	499,1	498,5	477,0	465,7	498,8	529,7	549,2	590,3	574,5	525,4	524,4	550,1
(o/o)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

FUENTE: MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA

SECTION 1

CUADRO 2.1.1 - 5

EL CONSUMO FINAL ENERGETICO

ECTOR TRANSPORTE

1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
240,1	241,9	219,9	191,4	187,6	174,4	184,4	195,6	224,4	220,1	239.3	212.2	180.8
43,6	41,0	38,4	36,5	35,7	31,7	33,1	35,1	37,1	34,8	37.5	34.8	31.0
8,1	10,2	8,1	7,0	6,6	9,7	7,9	8,6	16,0	16,2	18.2	10.0	8.1
1,5	1,7	1,4	1,3	1,3	1,8	1,4	1,5	2,6	2,6	2.9	1.6	1.4
242,5	282,6	270,3	265,5	268,3	305,4	310,9	318,1	350,4	357,9	366.6	349.1	344.8
44,2	47,9	47,0	50,5	51,2	55,5	55,8	57,2	57,9	56,6	57.4	57.2	59.0
56,4	53,7	74,3	59,5	60,4	59,4	52,4	32,9	13,2	36,7	12.6	37.2	48.3
10,3	9,1	12.9	11,3	11,5	10,8	9,4	5,9	2,2	5,8	2.0	6.1	8.3
2,1	1,9	1,9	2,0	1,5	1,2	1,4	1,4	1,5	1,5	1.5	1.6	1.5
0,4	0,3	0,3	0,4	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0.2	0.3	0.3
549,2	590,3	574,5	525,4	524,4	550,1	557,0	556,2	605,5	632,4	638.2	610.1	585.5
100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100.0	100.0	100.0

CUADRO 2.1.1 - 6

EVOLUCION DEL CONSUMO FINAL ENERGETICO:
SECTOR INDUSTRIAL-AGRO

PRODUCTO	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
Carbón Mineral															
(10^3 TEP)	5,1	1,4	4,6	1,0	0,4	1,5	1,1	1,5	1,0	1,3	1,2	0,8	0,8	1,3	3,2
(%)	0,9	0,2	0,9	0,2	0,1	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,4
Leña															
(10^3 TEP)	20,5	20,6	21,5	25,0	26,0	25,7	27,0	27,0	31,0	35,8	43,9	51,1	54,7	61,9	71,8
(%)	3,6	3,6	4,0	4,9	4,7	4,4	4,7	4,7	5,3	6,2	7,0	8,0	8,2	9,0	9,9
Otros combustibles vegetales y animales															
(10^3 TEP)	15,1	13,3	10,8	9,9	15,2	17,2	16,2	27,8	20,5	18,5	27,2	28,6	37,7	39,4	30,9
(%)	2,6	2,3	2,0	1,9	2,8	3,0	2,8	4,8	3,5	3,2	4,3	4,5	5,7	5,7	4,3
Energía Eólica															
(10^3 TEP)	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6
(%)	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Coque															
(10^3 TEP)	12,5	11,4	10,2	11,5	12,2	12,2	10,1	8,9	7,8	7,4	8,8	6,9	12,0	2,3	0,4
(%)	2,2	2,0	1,9	2,3	2,2	2,1	1,7	1,5	1,3	1,3	1,4	1,1	1,8	0,3	0,3
Gas Licuado															
(10^3 TEP)	0,6	0,7	0,7	0,7	0,9	1,0	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,4
(%)	0,1	0,1	0,1	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gasolinas y Naftas															
(10^3 TEP)	35,9	38,0	29,2	27,6	25,8	23,8	27,1	20,9	17,2	17,4	14,6	14,3	13,8	6,6	5,1
(%)	6,2	6,7	5,4	5,4	4,7	4,1	4,7	3,6	3,0	3,0	2,3	2,2	2,1	1,0	0,7
Kerosene y Turbocombustibles															
(10^3 TEP)	29,3	23,9	23,8	21,2	21,0	17,0	16,4	17,6	12,9	7,0	10,2	7,3	7,3	9,7	8,9
(%)	5,1	4,2	4,4	4,2	3,8	2,9	2,8	3,1	2,2	1,2	1,6	1,1	1,1	1,4	1,2
Diesel y Gas Oil															
(10^3 TEP)	52,7	52,1	51,1	49,0	51,2	53,6	49,9	55,6	55,6	47,6	64,6	60,5	79,3	94,2	82,91
(%)	9,1	9,1	9,5	9,6	10,6	9,2	8,6	9,7	9,6	8,2	10,3	1,5	11,9	12,7	11,4
Combustibles Pesados															
(10^3 TEP)	350,3	350,3	323,8	309,9	324,9	370,3	368,3	354,5	372,4	375,9	383,4	391,2	378,5	381,0	422,8
(%)	60,8	61,5	60,5	59,6	59,3	63,9	63,5	61,5	64,1	64,8	60,9	61,	56,8	55,3	58,4
Gas Distribuido															
(10^3 TEP)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9
(%)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
Electricidad															
(10^3 TEP)	52,1	56,0	58,2	57,4	60,7	54,8	59,6	57,9	58,4	65,1	71,1	74,8	76,9	87,1	92,3
(%)	9,0	9,8	10,8	11,3	11,1	9,4	10,3	10,1	10,0	11,2	11,3	11,7	11,6	12,7	12,7
Consumo Final Total															
(10^3 TEP)	576,8	570,4	536,6	510,0	548,2	580,1	579,8	579,9	581,3	580,4	629,5	640,3	665,6	688,3	725,2
(%)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

FUENTE MINIST. IND Y ENERGIA

SECTION 1

CUADRO 2.1.1 - 6

OLUCION DEL CONSUMO FINAL ENERGETICO:
SECTOR INDUSTRIAL-AGRO

1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
1,0	0,4	1,5	1,1	1,5	1,0	1,3	1,2	0,8	0,8	1,3	3,2	2,7	1,5	0,6	0,1
0,2	0,1	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,4	0,4	0,2	0,1	0,0
25,0	26,0	25,7	27,0	27,0	31,0	35,8	43,9	51,1	54,7	61,9	71,8	79,7	109,7	56,2	77,8
4,9	4,7	4,4	4,7	4,7	5,3	6,2	7,0	8,0	8,2	9,0	9,9	11,9	16,0	10,5	14,2
9,9	15,2	17,2	16,2	27,8	20,9	18,5	27,2	28,6	37,7	39,4	30,9	36,2	39,8	45,3	51,2
1,9	2,8	3,0	2,8	4,8	3,5	3,2	4,3	4,5	5,7	5,7	4,3	5,2	5,8	8,5	9,4
2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	3,7	3,5	3,7
0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,7	0,7
11,5	12,2	12,2	10,1	8,9	7,8	7,4	8,8	6,9	12,0	2,3	0,4	4,7	4,8	2,1	3,0
2,3	2,2	2,1	1,7	1,5	1,3	1,3	1,4	1,1	1,8	0,3	0,3	0,7	0,7	0,4	0,5
0,7	0,9	1,0	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,4	1,4	2,0	1,9	1,8
0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,3
27,6	25,8	23,8	27,1	20,9	17,2	17,4	14,6	14,3	13,8	6,6	5,1	4,6	8,5	9,5	2,3
5,4	4,7	4,1	4,7	3,6	3,0	3,0	2,3	2,2	2,1	1,0	0,7	0,7	1,2	1,8	0,4
21,2	21,0	17,0	16,4	17,6	12,9	7,0	10,2	7,3	7,3	9,7	8,9	3,2	4,5	4,3	1,8
4,2	3,8	2,9	2,8	3,1	2,2	1,2	1,6	1,1	1,1	1,4	1,2	0,5	0,7	0,8	0,3
49,0	51,2	53,6	49,9	55,6	55,6	47,6	64,6	60,5	79,3	94,2	82,91	84,8	85,1	73,0	70,3
9,6	10,6	9,2	8,6	9,7	9,6	8,2	10,3	1,5	11,9	12,7	11,4	12,1	12,4	13,6	12,9
03,9	324,9	370,3	368,3	354,5	372,4	375,9	383,4	391,2	378 5	381,0	422,8	380,7	325,0	247,4	238,8
59,6	59,3	63,9	63,5	61,5	64,1	64,8	60,9	61.	56,8	55,3	58,4	54,4	49,4	46,2	43,7
0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	1,0	1,0
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
57,4	60,7	54,8	59,6	57,9	58,4	65,1	71,1	74,8	76,9	87,1	92,3	96,4	100,1	91,3	95,0
11,3	11,1	9,4	10,3	10,1	10,0	11,2	11,3	11,7	11,6	12,7	12,7	13,8	14,6	17,0	17,4
510,0	548,2	580,1	579,8	573,9	581,3	580,4	629,5	640,3	665,6	668,3	725,2	698 2	665,8	536,1	546,9
100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100,0	100,0	100,0

2.1.2 - Transferencias entre fuentes de energía y proyecciones de futuro

Como se dijo anteriormente, la estructura del consumo por fuentes energéticas ha tenido ciertas variaciones con el correr del tiempo.

Estas variaciones las podemos estudiar de diversas formas. Adoptaremos dos enfoques distintos:

i) Estudio de las sustituciones entre fuentes en el consumo global. Esto es, análisis de las sustituciones partiendo de los consumos finales energéticos de cada una de ellas.

ii) Estudio de las sustituciones entre fuentes dentro de cada uno de los sectores: residencial, comercial y público, transporte, industrial-agro.

A los efectos de simplificar el problema, agruparemos las fuentes en 4 grupos:

1) Carbón Mineral y derivados del carbón (F_1).
2) Leña, otros combustibles, vegetales y animales, energía eólica (F_2).
3) Derivados del petróleo (F_3).
4) Electricidad (F_4).

Para el estudio en concreto de estas sustituciones se recurrió al cálculo de indicadores, el cual se detalla en anexo.

Las conclusiones a que se llegó fueron las siguientes:

I) Considerando el consumo global.

- La energía eléctrica se encuentra en un proceso de penetración del mercado. La estructura de consumo está variando de tal forma, que la electricidad está aumentando su participación.
- Otro grupo de fuentes en progresión es el constituído por leña y residuos de biomasa.
- Los indicadores muestran una mayor penetración de la electricidad, que de las otras fuentes.

II) Considerando los sectores por separado.

a) Residencial Comercial y Público.

- En este sector no hay consumo de carbón mineral o derivados del carbón.
- A diferencia del caso anterior, que se consideró el consumo de todos los sectores agregados, aquí la leña, biomasa y energía eólica se presentan en regresión.
  Por lo tanto, la electricidad tomará todo el mercado dejado por las otras fuentes.
- Es entonces el sector que presenta mayor penetración de la electricidad.

b) Industrial y Agro

- Este sector presenta una evolución más o menos similar a la que presenta el agregado de los sectores.
- La leña y biomasa es lo que presenta una mayor penetración debido a las conversiones a leña de calderas industriales ultimamente.

Conclusión general: La electricidad se encuentra en un proceso de ganancia de mercado.
La mayor penetración se da en el sector Residencial Comercial y Público.

Correspondería ahora referirse al futuro o sea pasar al estudio de la demanda de las distintas fuentes energéticas y las sustituciones posibles entre ellas en el futuro.

Este es un punto muy delicado ya que cualquier proyección de demanda que se elabore, depende fundamentalmente de los supuestos o hipótesis que se tomen de base. Al variar estas, variará indefectiblemente la demanda proyectada y esta variación puede ser amplia aunque las hipótesis de partida no difieran mucho entre sí.

Para obtener la demanda proyectada para el año 2000, nos basaremos en los estudios de la consultora E/DI que elaborara el Modelo Energético Nacional para la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria y Energía.

Se obtiene de esta manera lo que llamaremos un "caso base" de la demanda proyectada. Esta es una situación en que no hay grandes cambios estructurales y las tendencias de penetración de las distintas fuentes no varía mucho de las presentadas hasta el momento.

El resultado de esta proyección es, para el año 2000:

Demanda energética en el año 2000

	Total 10^3 TEP	Residencial	Comercial	Público	Transporte	Industrial Agro
Electricidad	473.45	261.13	39.1	17.7	1.5	154.03
Solar	0.00	0	0	0	0	0
Eólica	5.14	0	0	0	0	5.14
Desechos agrícolas	61.43	0	0	0	0	61.43
Leña	424.03	255.23	36.4	0	0	132.40
Carbón vegetal	0.00	0	0	0	0	0
Gas	10.11	4.9	3.2	0	0	2.01

Nafta	315.09	0	0	0	303.28	11.81
Gas licuado de petróleo	95.26	91.61	0	0	0	3.65
Kerosene	83.63	49.61	0.90	0	26.86	6.25
Gas-oil	628.87	11.37	2.10	0	489.31	126.09
Fuel-oil	668.44	10.98	16.10	0	10.2	631.56
Asfalto	111.41	0	0	0	0	111.41
Carbón mineral	2.74	0	0	0	0	2.74

Como puede verse en el cuadro, la demanda de energía eléctrica es 473.45 x 10^3 TEP lo que equivale aproximadamente a 5505 GWh (a nivel de ventas).

Este valor es coherente con la estimación hecha por el consultor Ing. Renato Salazar y el personal de la Gerencia de Planificación y Desarrollo de UTE.

Podemos decir entonces que en cuanto a energía eléctrica se refiere, para el año 2000 se puede hablar de una demanda esperada de 5500 GWh, la cual podría llegar a incrementarse hasta unos 6900 GWh en el caso de un crecimiento acelerado.

Es imposible realizar un análisis particular a fondo de las posibles sustituciones entre fuentes en el futuro; para ello, sería necesario tener un balance energético por usos, del cual no se dispone en este momento.

Es importante además destacar, que existe también la posibilidad de tener una baja demanda de energía eléctrica; y esto puede ser debido a varias razones.

Una de estas razones, sería la penetración de una nueva fuente energética que compitiera con la electricidad y este sería el caso del gas natural argentino. Como es

DEMANDA ESTIMADA POR EL ING. RENATO SALAZAR:

CUADRO 38

PROYECCION "BAJA" Y "ALTA" DE LA DEMANDA ELECTRICA (1983-2000)

AÑO	PBI 6x10⁶	tasa %	VENTAS Total Baja Gwh	Total Alta Gwh	Residencial Baja Gwh	Residencial Alta Gwh	Ind.y Com. Baja Gwh	Ind.y Com. Alta Gwh	Al.Pub. y Tracc. Baja	Al.Pub. y Tracc. Alta	Pérdidas %	Generación Baja Gwh	Generación Alta Gwh	Factor de carga %	Demanda Máxima Baja MW	Demanda Máxima Alta MW
1982 (1)	21.26		2919	2919	1384	1384	1424	1424	111	111	17.6	3535	3538		733	733
83 (2)	20.20	-5	3010	3010	1428	1428	1469	1469	113	113	17.0	3627	3627	0.53	781	781
84	20.20	0	2992	3160	1463	1545	1414	1493	115	122	17.0	3605	3807	0.52	792	842
85	20.40	1	3000	3318	1497	1648	1385	1540	118	130	16.5	3593	3965	0.52	788	868
86	20.84	2.13	3035	3484	1534	1744	1381	1604	120	136	16.5	3635	4059	0.52	799	891
87	21.28	2.13	3091	3655	1572	1833	1396	1684	123	142	16.0	3650	4244	0.52	815	933
88	21.73	2.13	3159	3842	1611	1921	1423	1776	125	145	16.0	3761	4457	0.52	826	978
89	22.19	2.13	3239	4034	1652	2007	1459	1876	128	151	15.5	3833	4659	0.52	841	1023
90	22.66	2.13	3327	4253	1695	2105	1502	1994	130	154	15.5	3937	4912	0.53	848	1057
91	23.15	2.13	3422	4447	1740	2185	1549	2104	133	158	15.0	4026	5114	0.53	867	1101
92	23.64	2.13	3522	4669	1786	2278	1601	2230	135	161	15.0	4144	5369	0.53	892	1156
93	24.14	2.13	3626	4903	1833	2374	1655	2364	138	165	15.0	4266	5638	0.53	919	1214
94	24.65	2.13	3734	5148	1882	2475	1711	2505	141	168	15.0	4343	5920	0.53	946	1275
95	25.18	2.13	3846	5405	1933	2581	1769	2651	144	173	15.0	4525	6216	0.54	957	1339
96	25.71	2.13	3960	5676	1985	2694	1829	2807	146	175	15.0	4659	6527	0.54	785	1405
97	26.26	2.13	4078	5959	2038	2813	1891	2969	149	177	15.0	4798	6853	0.54	1014	1476
98	26.82	2.13	4200	6257	2093	2938	1955	3138	152	181	15.0	4941	7195	0.54	1045	1550
99	27.39	2.13	4325	6570	2150	3070	2020	3315	155	185	15.0	5088	7555	0.54	1076	1627
2000	27.97	2.13	4453	6899	2208	3109	2086	3500	159	190	15.0	5239	7934	0.54	1107	1709
Average growth 1983-200		1.54	2.37	4.89(3)	2.63	4.78	2.14	5.12	2.00	3.03		2.20	4.59		2.31	4.81

(1) actual
(2) actual para el primer semestre, estimado para el segundo
(3) 5% para el periodo 1983-2000

sabido, esta posibilidad no es remota sino que por el contrario es muy real.

Los estudios de E/DI fijaron como una fecha posible de comienzo de ventas de gas natural el año 1995.

Este energético competiría con la electricidad en diversos usos, fundamentalmente en el sector residencial y comercial. Estos usos serían cocción, calentamiento de agua y calefacción, los que constituyen evidentemente el grueso del consumo eléctrico domiciliario.

Analizando en forma comparada las estructuras de consumo del año 1982 y de la proyección base de E/DI para el año 2000, se ve que la mayor variación en las estructuras proviene de considerar un decrecimiento en el uso futuro de la leña y residuos de biomasa.

También aparece un pequeño retroceso de la electricidad en la industria pero éste se ve absorbido por el gran crecimiento del uso eléctrico en el sector Residencial, Comercial y Público.

En el total, se sigue manteniendo la tendencia de la electricidad a tomar mayor parte del mercado.

Año 2000

10^3 TEP

	Res. Com. y Pub.	Ind.- Agro	Total
F1	------	2.74	2.74
F2	291.63	198.97	490.60
F3	190.77	781.37	1.801.4
F4	317.93	154.03	473.45
	800.33	1.137.11	2.768.19

Año 1982

	Res. Com. y Pub.	Ind.-Agro	Total
F1	------	2.7	2.7
F2	479.3	105.0	584.3
F3	185.9	337.1	1.131.5
F4	164.8	91.3	257.7
	830.0	536.1	1.976.2

GLOBAL

	1982	2000
F1:	R = 0.14	R = 0.10
F2:	R = 29.57	R = 17.72
F3:	R = 57.26	R = 65.08
F4:	R = 13.04	R = 17.10

RESIDENCIAL
COMERCIAL PUBLICO

F1:	R = ---	R = ---
F2:	R = 57.75	R = 36.44
F3:	R = 22.4	R = 23.84
F4:	R = 19.86	R = 39.72

INDUSTRIAL - AGRO

F1:	R = 0.5	R = 0.24
F2:	R = 19.59	R = 17.5
F3:	R = 62.88	R = 68.72
F4:	R = 17.03	R = 13.55

ANEXO I

Indicadores usados en la proyección de la demanda

Se pasa a detallar a continuación los indicadores usados, su significado y cálculos.

Indicadores utilizados:

a) Velocidad de progresión o regresión de una fuente (Vi).

b) Amplitud de una sustitución (Ai).

c) Penetración (Bi).

Consideremos primero un estudio global y no por sectores:

a) Indicador Vi:

Sea qi = consumo de la fuente i

Q = " total de energía

Ri = $\frac{qi}{Q}$ participación de la fuente i en el consumo total

Se define Vi como Vi = $\frac{Rin}{Ril}$ o = $\frac{Ril}{Rin}$ donde 1 y n indican principio y final de un período y que tal que Vi > 1 siempre

Por convención Vi > 0 progresión

Vi < 0 regresión

Las limitantes principales de Vi son que el mismo no indica realmente una velocidad, que depende de los extremos del período considerado y que puede tomar valores iguales para magnitudes distintas. En nuestro caso Vi toma los siguientes valores si consideramos extremos del período, los años 1965* y 1983 respectivamente:

$F_1 - V_1 = \frac{-0.01}{0.0017} = -5.65$

$F_2 - V_2 = \frac{0.31}{0.26} = 1.20$

$F_3 - V_3 = \frac{-0.66}{0.55} = -1.2$

$F_4 - V_4 = \frac{0.13}{0.07} = 2.00$

* año de restricciones eléctricas

$- F_2 \quad - \Delta R_2 = 3.7\% \text{ —— } B_2 = 0.45$

$- F_4 \quad - \Delta R_4 = 6.3\% \text{ —— } B_4 = 0.55$

Esto quiere decir que del mercado perdido por derivados de petróleo y carbón y sus derivados, un 45% lo toma en leña, energía eólica y combustibles vegetales y minerales y un 55% lo toma la electricidad.

Ahora efectuamos los mismos cálculos para cada uno de los sectores residencial, comercial y público, transporte, Industrial-Agro.

Sector Residencial, Comercial y Público

	Vi	Ai	Bi
Fuente 1	---	-	-
Fuente 2	-1.05	0	0
Fuente 3	-1.32	0	0
Fuente 4	2.00	1	1

Se ve claramente la progresión de la electricidad en el sector considerado en detrimento de la participación de las demás fuentes.

Es de hacer notar que aunque la participación de los derivados del petróleo como un todo, baja, hay algunos de ellos que en particular suben su participación. En el caso del GLP. Merecería un estudio particular la sustitución que se viene dando hace años del keroseno por el GLP y la electricidad en este sector.

Es de notar también, como, en este sector, baja su participación la fuente 2 cuando en el global la aumentaba. Todo ello es debido al fuerte crecimiento en el uso de la electricidad.

Sector Transporte

En este sector intervienen sólo derivados de petróleo y una muy pequeña porción de electricidad la cual va paulatinamente perdiendo importancia ya que viene disminuyendo no sólo en participación sino también en valor absoluto.

Sector Industrial-Agro

	Vi	Ai	Bi
Fuente 1	-3.0	0	0
Fuente 2	3.43	0.69	0.68
Fuente 3	-1.4	0	0
Fuente 4	1.89	0.31	0.32

En este sector ha sido claro el retroceso del petróleo y la penetración de la leña y combustibles vegetales y animales representados sólo por el consumo de bagazo y cáscaras de arroz y cáscara de girasol de forma cada vez más intensiva.

La electricidad también ha tenido una penetración en el mercado aunque en forma no tan pronunciada. Sin embargo hay que recordar que la energía eléctrica, tiene una eficiencia mayor en sus usos que la leña entonces es lógico que en términos de energía neta (que son las que contabilizamos) la penetración de esta sea menor.

Se puede ver entonces que dependiendo de si se consideran los sectores por separados o englobados en uno sólo, las fuentes pueden presentar distintos comportamientos. También podrán ser distintos los comportamientos de una fuente según el sector que se considere.

Como conclusión general puede decirse que los derivados del petróleo están en regresión mientras que la electricidad y la biomasa está en progresión.

Nota: los datos numéricos de los ejemplos fueron elaborados a partir del Balance Energético Nacional.

RESUMEN DE RESULTADOS

Sectores considerados en forma agregada:

	Vi	Ai	Bi
F_1	-5.65	0	0
F_2	1.20	0.50	0.45
F_3	-1.20	0	0
F_4	2.00	0.50	0.55

Residencial, Comercial, Público:

	Vi	Ai	Bi
F_1	--	---	--
F_2	-1.05	0	0
F_3	-1.32	0	0
F_4	2.00	1	1

Industrial - Agro:

	Vi	Ai	Bi
F_1	-3.0	0	0
F_2	3.43	0.69	0.68
F_3	-1.4	0	0
F_4	1.89	0.31	0.32

b) Indicadores Ai:

Expresa para una componente en expansión la parte del mercado tomada por esta componente en la modificación de la estructura entre los años 1 y n.

Se define como: $Ai = \frac{\Delta qi}{\Delta Q + (\Delta S)}$

donde: Δqi - aumento en el consumo de fuente $i = (q_{ni} - q_{1i})$

ΔQ - aumento neto registrado en el consumo total = $(Q_n - Q_1)$

ΔS - disminución total de fuentes en regresión.

Por lo tanto para nuestro caso será:

$\Delta Q = 1958.4 - 1793.1 = 165.3$

$\Delta S = 120.3$

Se verifica que Σ Ai = 1 y por definición para Vi < 0 es Ai = 0. En nuestro caso Ai toma los siguientes valores:

- F_1 - $A_1 = 0$ (por definición)
- F_2 - $\Delta q_2 = (607.4 - 465.2) = 142.2$

$$A_2 = \frac{142.2}{165.3 + 120.3} = 0.5$$

- F_3 - $A_3 = 0$ (por definición)
- F_4 - $\Delta q_4 = 143.3$ $\qquad A_4 = \frac{143.4}{165.3 + 120.3} = 0.5$

c) Indicador Bi:

Presenta, para una forma de energía en progresión relativa la parte del mercado ganada por esa forma de energía en relación a la parte del consumo total perdido por las energías que entraron en regresión relativa.

La definimos como: $Bi = \frac{\Delta Ri}{\Delta R}$

$\Delta Ri = (Rin - Ril)$ aumento de participación de fuente i (penetración) entre años 1 y n.

Δk = parte del mercado perdido por fuentes en regresión relativa, expresado en %

Por definición será Σ Bi = 1

Bi = 0 si Vi < 0

En nuestro caso: k = 11%

2.1.3 LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

2.1.3.1 Características y desarrollo histórico

La evolución en el tiempo de las ventas totales de electricidad presenta tres etapas netamente diferentes, que pueden visualizarse en la Gráfica N°2, con aumentos anuales medios de:

- 11,3% desde 1915 a 1930;
- 9,8% desde 1930 a 1958 y
- 4,3% desde 1958 en adelante.

Además de sus determinantes socio-económicas, la modalidad de la evolución vista está pautada por la extensión gradual del servicio hacia el interior del país, proceso que ya se ha cumplido en buena parte.

Dicha extensión, inicialmente prestada con servicios autónomos, ha sido paulatinamente integrada al sistema hidrotérmico nacional.

Lo expuesto explica la estructura de ventas por áreas geográficas, donde el peso del interior pasó del 27,2% en el año 1961 al 41,4% en 1983.

Por su parte, las ampliaciones en la capacidad de generación (Salto Grande, Palmar) y la interconexión con el sistema eléctrico argentino, asegurarán en el mediano plazo la reducción del riesgo de restricciones como las que se han presentado en los años 1965, 1968, 1970, 1972, 1974, 1975, y 1979 (7 años en los últimos 23).

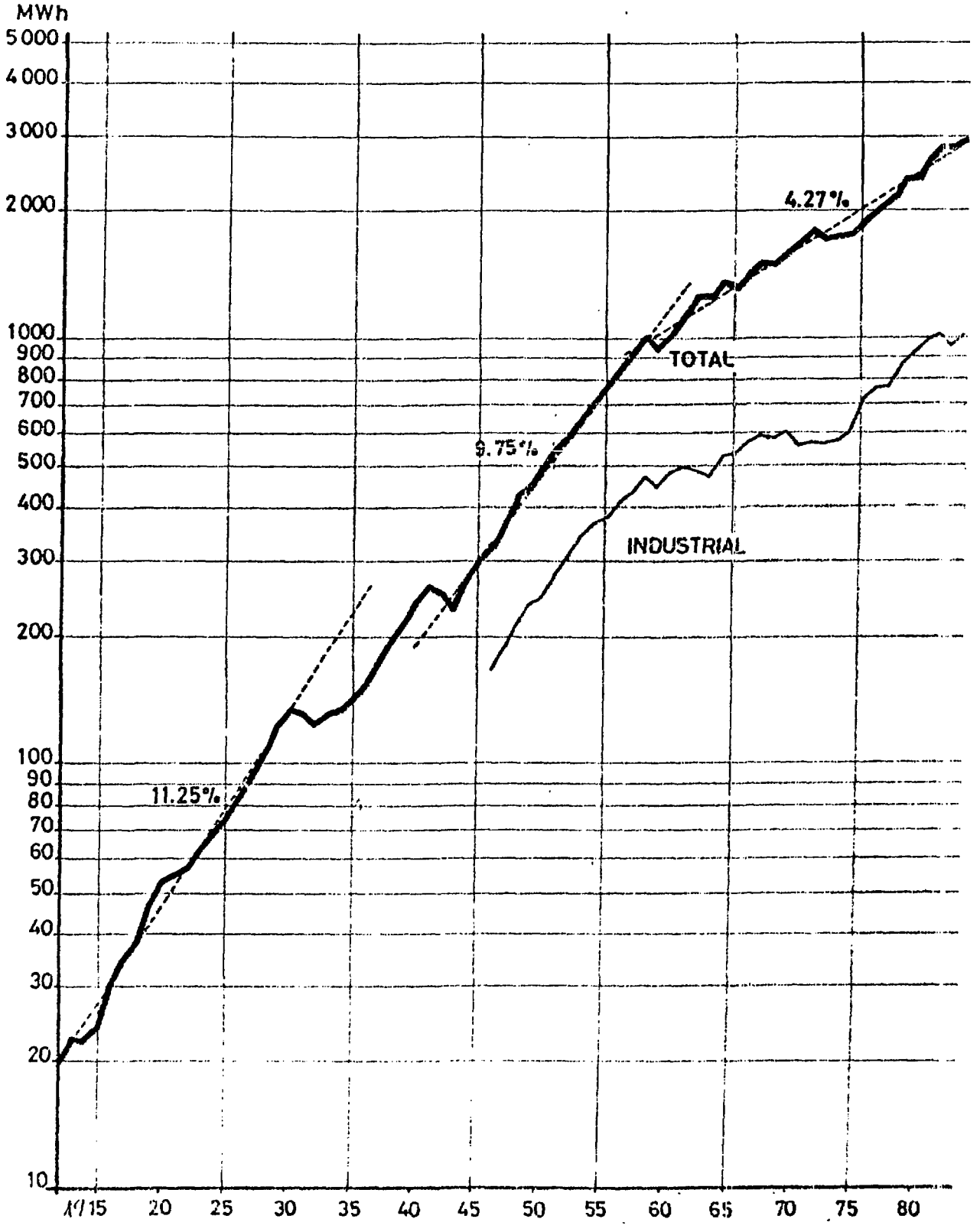
Las restricciones mencionadas, explican la apreciable irregularidad en las tasas de crecimiento del consumo de electricidad, que se constatan en el último período.

En los años en que puede obtenerse una relación de crecimiento no afectada por restricciones, se verificaban generalmente tasas del órden del 8% anual (1962, 1964, 1977 y 1981), proceso que cesa en 1982, en que la demanda se estanca al mismo nivel del año anterior, creciendo un 3,32% en 1983 y un 3,6% en 1984.

Los sucesivos aumentos de la capacidad de generación y trasmisión ya mencionados, han mejorado notablemente la oferta de energía eléctrica, dejando a la demanda limitada solamente a sus propias fuerzas determinantes.

Entre las condicionantes socio-económicas que afectan el consumo, merecen citarse, A) el nivel de actividad económica, que directamente incide sobre las ventas al sector

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA



industrial e indirectamente al residencial, por su efecto en el nivel de ocupación (elasticidad-ingreso) y B) el nivel medio y estructura tarifaria, particularmente en los usos no cautivos (por ejemplo calefacción) donde existe competitividad con otras fuentes (elasticidad-precio).

Como ha sido mencionado en 2.1.1, relativo al consumo energético global nacional, se produjo en el último decenio una reestructuración del consumo por fuentes, con un incremento significativo de la electricidad que pasó del 6,7% en 1965 al 13,0% en 1982.

Dicha transferencia resultaría del efecto conjunto de las condicionantes mencionadas, y particularmente de la estructura tarifaria vigente que, sumada a la disminución en la relación de precios energía eléctrica-derivados de petróleo, ha determinado en los últimos años una política implícita de sustitución entre dichas fuentes de energía.

La penetración de la electricidad, que ha absorbido el 63% del mercado perdido por los derivados del petróleo, es particularmente significativa en el sector residencial, atribuyéndose a la sustitución del keroseno en la calefacción de ambientes.

Los aumentos experimentados por las ventas invernales al sector residencial, fundamentan dicha afirmación visualizándose en el Cuadro N°10 que, en el trienio 1981-84, fueron del 14,2% (1981), del 9,7% (1982) y del 8,2% (1983).

Sin embargo, en 1984 las ventas invernales de Montevideo disminuyeron respecto a las de 1983, repercutiendo en la reducción global de ventas residenciales del país, la cual alcanzó un valor del 2%.

La mencionada transferencia a la electricidad, constatada en el sector residencial, junto a factores coyunturales (turismo), explican los aumentos anuales operados en el mismo, con tasas del 11,1% (1981), del 5,2% (1982), del 2,9% (1983) y del 0,5% (1984) (Cuadro N°11).

A su vez, la importancia del sector residencial dentro de las ventas totales de electricidad, que ha oscilado desde 1961 hasta comienzo de 1984 entre el 41% y el 48% según se deduce (Cuadro N°2), explica la evolución de las ventas totales en el trienio 1981-4, que se mantuvieron estabilizados o aumentaron levemente (Cuadro N°11).

En conclusión, los niveles globales de consumo de electricidad se mantuvieron, en el referido período, debido a factores circunstanciales y transitorios, tales como los aumentos en las ventas residenciales de verano (turismo) e invierno (calefacción), compensando la caída de las ventas al sector industrial y los efectos de la elasticidad-ingreso de la demanda residencial que se pusieron de manifiesto en 1984.-

Cuadro N° 10

VENTAS RESIDENCIALES
POR ESTACION

AÑO	DICIEMBRE/FEBRERO			MARZO/MAYO		
	MVD	INT.	TOTAL	MVD	INT.	TOTAL
1980	147.320	115.934	263.254	162.724	108.986	271.710
1981	162.582	115.957	278.539	173.804	111.461	285.265
%	10,4	-	5,8	6,8	2,3	5,0
1982	173.583	132.168	305.751	186.183	126.507	312.690
%	6,8	14,0	9,8	7,1	13,5	9,6
1983	170.958	120.685	291.643	184.060	133.528	317.588
%	-1,5	-8,7	-4,6	- 1,1	5,5	1,6
1984	177.539	134.338	311.877	170.694	139.172	309.866
%	3,8	11,3	6,9	-7,3	4,2	-2,4

	JUNIO/AGOSTO			SETIEMBRE/NOVIEMBRE		
	MVD	INT.	TOTAL	MVD	INT.	TOTAL
1980	205.522	108.901	314.423	195.560	117.583	313.143
1981	234.427	124.543	358.970	213.248	134.053	347.301
%	14,1	14,4	14,2	9,0	14,0	10,9
1982	257.497	136.352	393.849	219.430	126.161	345.591
%	9,8	9,5	9,7	2,9	-5,9	-0,5
1983	281.626	144.587	426.213	217.046	136.615	353.661
%	9,4	6,0	8,2	-0,9	8,3	2,3
1984	268.015	149.721	417.736	217.594	138.468	356.062
%	-4,8	3,6	-2,0	0,3	1,4	0,7

CUADRO N° 11

TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL

Años	PBI	Energía bruta total	V E N T A S			
			TOTAL	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL
$(\frac{1980}{1978})$	6.1	5.27	6.07	4.35	6.21	11.37
$(\frac{1981}{1980})$	2.0	7.81	7.65	11.08	4.70	2.47
$(\frac{1982}{1981})$	-10.0	0.06	0.24	5.18	-7.00	2.38
$(\frac{1983}{1982})$	- 5.0	3.28	3.32	2.94	6.60	2.33
$(\frac{1984}{1983})$	- 1.8	2.19	1.03	0.50	1.59	-0.10
$(\frac{1984}{1978})$	- 0.5	3.95	4.03	4.69	2.87	4.87

(Datos de PBI de 1983 y 1984 son extraoficiales)

CUADRO N° 2

Generación total y ventas

En porcentajes

Año	Generación total	Pérdidas	Venta total	VR	VIC	APyT
1961	100	18,7	81,3	33,6	43,1	4,6
1962	100	18,5	81,5	38,0	39,3	4,4
1963	100	18,8	81,2	38,7	38,3	4,2
1964	100	19,3	80,7	38,0	58,9	3,8
1965*	100	18,8	81,2	37,5	40,2	3,5
1966	100	21,4	78,6	36,3	39,0	3,3
1967	100	20,2	79,8	38,3	38,1	3,4
1968*	100	19,8	80,2	38,2	38,8	3,2
1969	100	21,0	79,0	38,1	38,0	2,9
1970*	100	20,0	80,0	38,6	38,5	2,9
1971	100	19,0	81,0	39,0	39,0	3,0
1972*	100	24,1	75,9	36,4	36,5	3,0
1973	100	26,6	73,4	35,4	35,0	3,0
1974*	100	21,4	78,6	36,1	39,2	3,3
1975	100	19,0	81,0	36,3	41,6	3,1
1976	100	20,3	79,7	35,8	41,0	2,9
1977	100	21,4	78,6	35,9	39,8	2,9
1978	100	18,7	81,3	36,1	42,4	2,8
1979*	100	14,6	85,4	36,5	46,1	2,8
1980	100	17,5	82,5	35,5	44,4	2,6
1981	100	17,6	82,4	36,6	42,8	3,0
1982	100	17,4	82,6	38,5	41,0	3,1
1983	100	17,4	82,6	38,3	41,3	3,0
1984	100	18,3	81,7	37,7	41,1	2,9

* años con restricciones

VR - ventas residencial

VIC - ventas industrial y comercial

APyT - ventas alumbrado público y tracción

El estancamiento de las ventas totales de energía eléctrica verificado en 1984 estaría indicando una saturación de las transferencias desde otras fuentes o el efecto ingreso por la caída del salario real, o bien la acción conjunta de ambos.

2.1.3.2 Proyecciones para el período 1985-2020

Existen en general múltiples dificultades para realizar proyecciones de la demanda de energía eléctrica, que se agravan cuando se trata del largo plazo.

Algunas de las limitaciones están relacionadas con el conocimiento adecuado de la realidad histórica, como ser el contar con un balance energético por usos, o las distorsiones en los datos por la existencia de restricciones de oferta.

Con relación al futuro, la ausencia de previsiones de los principales agregados económicos y en particular la inexistencia de un plan maestro de energía, que permita conocer los grandes objetivos nacionales del sector y los instrumentos de política que se emplearían para alcanzarlos, determina que solamente puedan ser utilizados modelos tendenciales de extrapolación en el tiempo.

En ese sentido y en conocimiento de que son métodos sólo válidos para el corto plazo, se formularon por parte de UTE dos previsiones del tipo:

$$GWh_t = a.b^t$$

$$GWh_t = a.b^{c^t} \qquad \text{(Ley de Gompertz)}$$

Los parámetros para la primera fueron estimados en base a los datos del período 1961-1983, habiéndose delimitado un intervalo de confianza del 95%.

No obstante, se reitera su inaplicabilidad para un período tan extenso como el requerido (35 años), habiéndose formulado meramente a modo de referencia.

En el caso de la segunda, los parámetros fueron estimados en base a los datos del período 1958-1984.

Esta se considera más aceptable que la primera, dado que es en general apropiada cuando existe una ley general de evolución con incrementos absolutos decrecientes en sus últimas etapas, como la que caracteriza al aumento de la población y a las industrias cuya producción esté en relación directa con la anterior.

Con relación a las series históricas de generación eléctrica, distorsionadas por la existencia de siete años con restricciones, se efectuaron correcciones de los datos afectados, de modo de evitar el empleo de variables "ficticias" (dummy), cuya inclusión en general no arrojó resultados estadísticos aceptables.

En ese sentido y mediante el estudio de los períodos de restricciones, realizando interpolaciones adecuadas se obtuvieron los valores estimativos de las demandas que se hubieran producido de no haber existido problemas de oferta, dándose en los Cuadros Nros. 6 y 7 los resultados obtenidos y la cuantificación de los déficit en la generación total de cada año afectado.

Es por todo lo expuesto que, en el contexto de limitaciones existentes para proyectar a largo plazo la demanda de energía eléctrica, se adoptó como indicativa la resultante de extrapolar la tendencia estimada en base a la Ley de Gompertz, con las limitaciones del caso (ausencia de cambios estructurales profundos, etc.) e inserta en el marco de referencia dado por las estimaciones realizadas en su oportunidad por las firmas consultoras Lahmeyer y Energy Development.

A los últimos efectos, se entendió oportuno reproducir las tres alternativas manejadas por cada una de las citadas consultorías, en ambos casos de "baja", "media o básica" y "alta", recordándose que también se apoyan en modelos aplicables al corto plazo..

Los resultados están expuestos en el Cuadro N°13 (A) y en las Gráficas Nros. 3 y 4, quedando evidenciada la significativa dispersión de los resultados proyectados dentro de cada año.

A modo de ejemplo, la situación en el año 2.000 admite un rango de posibilidad que va desde 5.239 GWh (EDI-baja) a 7.934 GWh (Lahmeyer-alta).

Merece destacarse también, que la realidad de los últimos años demuestra la sobrevaloración de la proyección de Lahmeyer, en sus tres alternativas, lo que se evidencia con claridad en la gráfica N°3.

En base a lo expuesto y a la razonabilidad de cada proyección, dada por el método y supuestos implícitos, se entiende adecuado considerar en el planeamiento para el año 2.000 un rango de posibilidades que va de 6.500 GWh a 7.500 GWh anuales.

Por su parte, para los años posteriores al 2.000 y en base a los resultados del sistema de cálculo aplicado que permiten prever módulos mínimos de potencia y altos factores de planta, es posible determinar para qué niveles de demanda de energía eléctrica sería viable la incorporación de centrales nucleares exclusivamente a efectos de satisfacer esa demanda, sin considerar, por el momento, ni la economicidad global de la alternativa nuclear frente a otras fuentes de energía, ni las modalidades del despacho de centrales.

Una vez determinados los niveles de demanda factibles, para la gama de alternativas de generación consideradas, y habida cuenta del cronograma de incorporaciones ya previstas (Salto Gran

CUADRO N° 7

Generación del sistema en MWh

Efectos de Restricciones

Año	Real	Corregido	Relación	Restricción en %
1965	1.539.222	1.671.757	0,9207	7,93
1968	1.754.115	1.837.577	0,9546	4,54
1970	2.002.915	2.038.392	0,9825	1,75
1972	2.164.378	2.223.062	0,9736	2,64
1974	2.187.170	2.362.995	0.9256	7,44
1975	2.272.013	2.407.663	0,9437	5,63
1979	2.743.414	2.951.883	0,9294	7,06

Datos para cada año del 1 de diciembre al 30 de noviembre.

CUADRO N° 6

Generación del Sistema

Datos históricos*

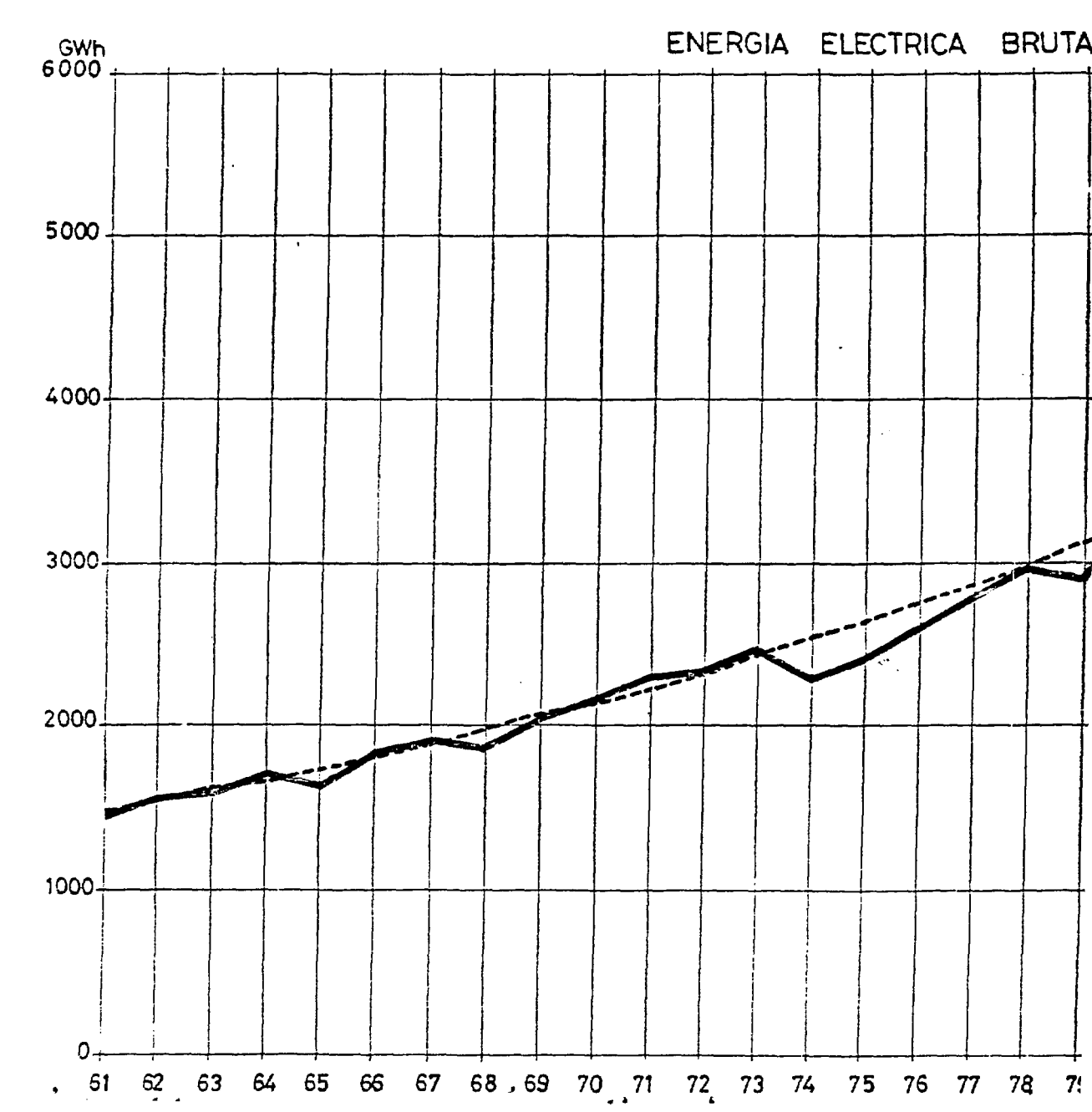
Año	Verano Mwh	Otoño Mwh	Invierno Mwh	Primavera Mwh	Total Mwh
1961	296.482	316.219	388.435	337.127	1.338.263
1962	326.390	348.849	410.707	358.908	1.444.854
1963	337.808	347.537	413.286	372.789	1.471.480
1964	355.749	386.331	452.538	404.843	1.599.461
(1965)	386.086	(401.912)	(463.825)	(419.934)	(1.671.757)
1966	385.214	415.395	475.667	434.277	1.710.553
1967	411.011	435.172	510.668	426.611	1.783.462
(1968)	419.053	(448.199)	(517.157)	(453.168)	(1.837.577)
1969	431.245	461.481	524.032	481.384	1.898.142
(1970)	470.741	(499.412)	(562.832)	505.407	(2.038.392)
1971	487.228	536.949	605.236	525.763	2.155.176
(1972)	509.469	(545.726)	(622.325)	545.542	(2.223.062)
1973	534.732	566.418	629.195	580.901	2.311.246
(1974)	(553.035)	(574.588)	(646.234)	(589.138)	(2.362.995)
(1975)	(563.439)	(582.903)	(663.815)	(597.506)	(2.407.663)
1976	566.403	591.366)	681.953	606.007	2.445.729
1977	588.574	647.114	745.014	644.155	2.624.587
1978	628.066	676.272	795.385	695.841	2.795.564
(1979)	677.676	(711.709)	(836.066)	(726.432)	(2.951.883)
1980	705.882	749.003	878.827	758.368	3.092.080
1981	761.913	790.059	963.266	829.967	3.345.205
1982	776.993	828.661	997.188	801.241	3.404.083
1983	790.345	827.998	1.062.704	850.140	3.531.187
1984	854.701	876.887	1.096.032	858.035	3.685.655

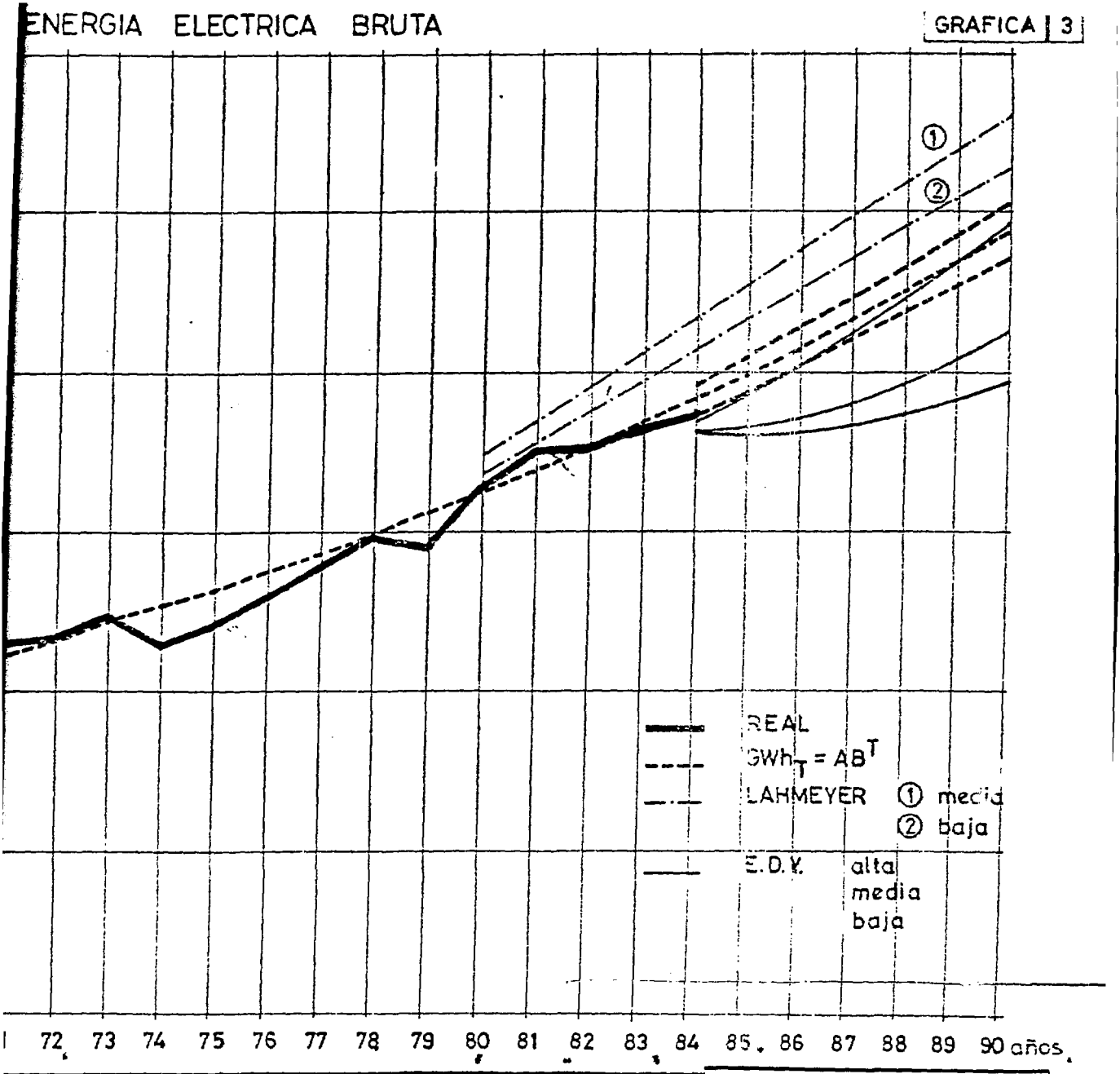
* Corregido de restricciones
Verano: diciembre/febrero
Otoño: marzo/mayo
Invierno: junio/agosto
Primavera: setiembre/noviembre

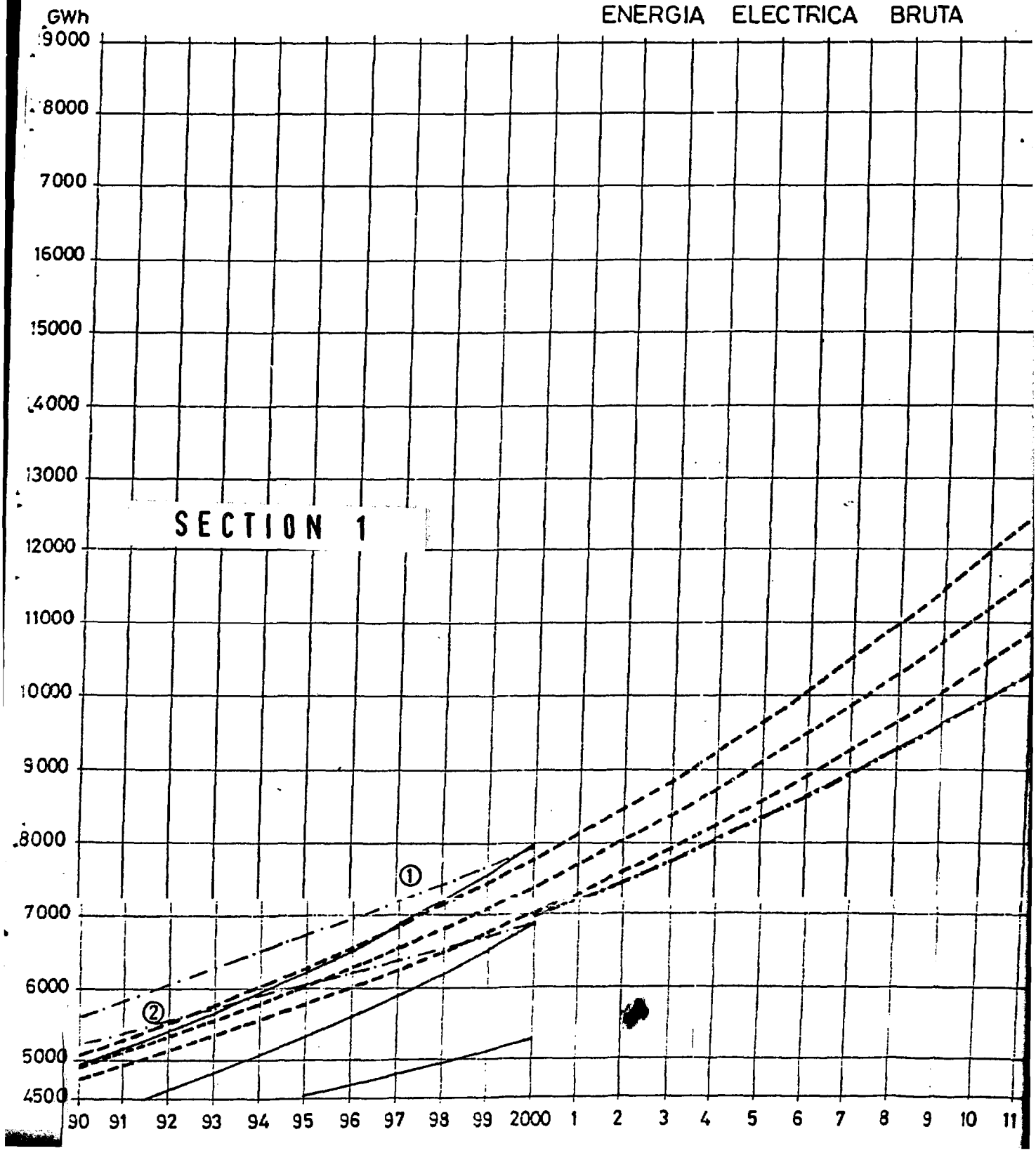
CUADRO N° 13 (A)

PROYECCIONES DE LA GENERACION BRUTA TOTAL (Gwh)

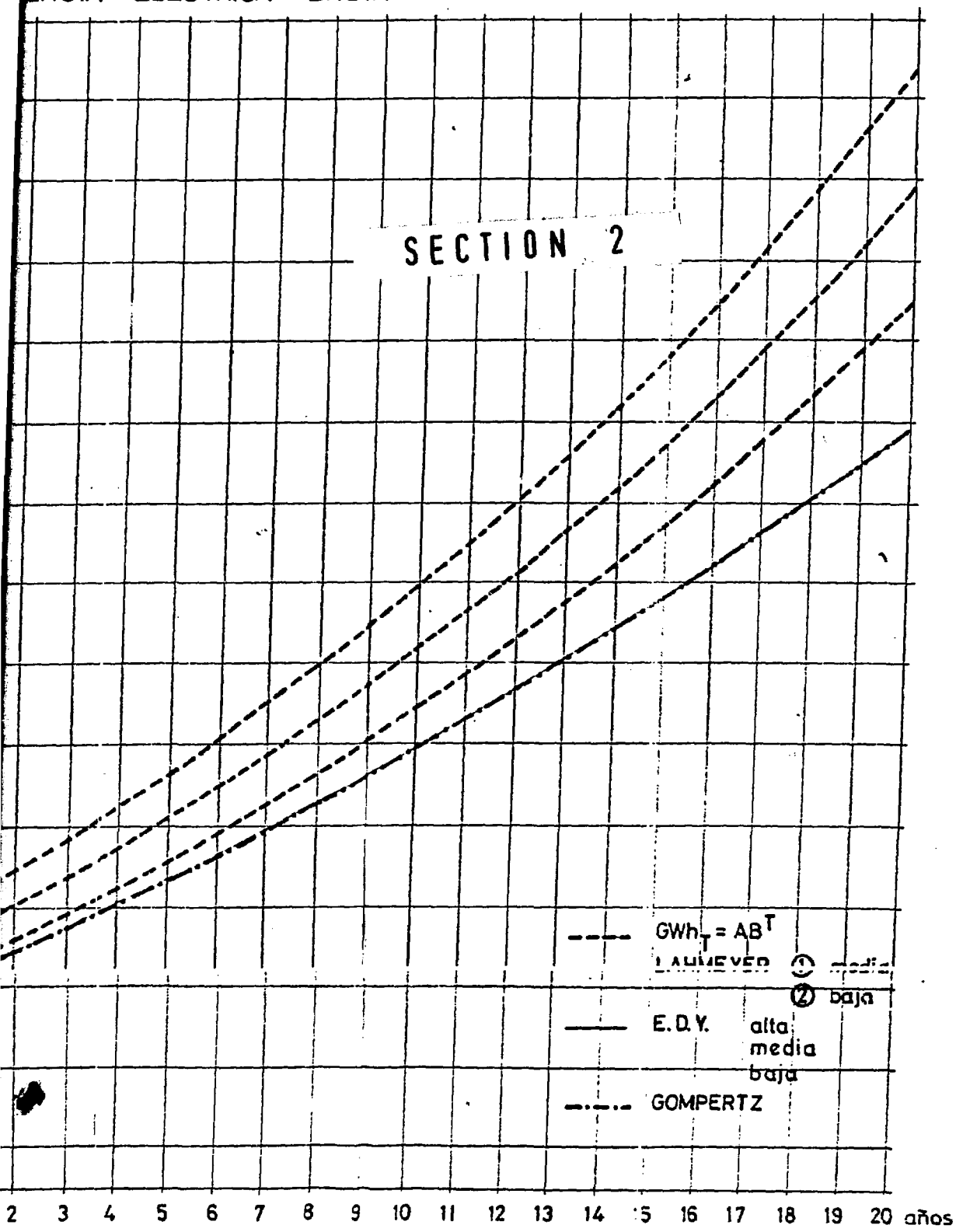
Años	LAHMEYER			ENERGY DEVELOPMENT			U.T.E.	
	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Exponencial	Gompertz
1984	4.189	4.368	4.455	3.605	3.605	3.697	3.825	3.783
1985	4.346	4.567	4.709	3.593	3.623	3.865	3.986	3.932
1986	4.533	4.776	4.975	3.635	3.703	4.059	4.154	4.093
1987	4.692	4.963	5.242	3.680	3.794	4.244	4.328	4.259
1988	4.882	5.182	5.516	3.761	3.930	4.457	4.511	4.431
1989	5.039	5.386	5.791	3.833	4.063	4.659	4.700	4.609
1990	5.227	5.611	6.072	3.937	4.236	4.912	4.898	4.792
1991	5.378	5.820	6.319	4.026	4.401	5.114	5.104	4.983
1992	5.559	6.052	6.612	4.144	4.611	5.369	5.319	5.179
1993	5.705	6.268	6.869	4.266	4.835	5.638	5.543	5.382
1994	5.884	6.508	7.175	4.343	5.078	5.920	5.776	5.592
1995	6.028	6.732	7.453	4.525	5.333	6.216	6.020	5.809
1996	6.207	6.980	7.776	4.659	5.601	6.527	6.273	6.039
1997	6.343	7.190	8.078	4.798	5.885	6.853	6.537	6.265
1998	6.529	7.447	8.420	4.941	6.184	7.195	6.812	6.503
1999	6.670	7.663	8.740	5.088	6.500	7.555	7.099	6.750
2000	6.851	7.929	9.103	5.239	6831	7.934	7.397	7.005
Tasa media	4,01	4,96	5,87	2,28	3,99	4,97	4,51	3,90


ENERGIA ELECTRICA BRUTA
GWh
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78


ENERGIA ELECTRICA BRUTA
GRAFICA 3
①
②
REAL
$GWh_T = AB^T$
LAHMEYER ① media
② baja
E.D.Y. alta
media
baja
72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 años


GWh
ENERGIA ELECTRICA BRUTA
9000
8000
7000
16000
15000
4000
13000
SECTION 1
12000
11000
10000
9000
8000
7000
6000
5000
4500
①
②
90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 2000 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

ERGIA ELECTRICA BRUTA



de, Punta Pedregal) y de retiros de equipos por llegar al final de su vida útil, será posible prever el año de incorporación de una nueva central, interpolando convenientemente la potencia prevista para la misma en la proyección de la demanda que se utilice.

A esos efectos se entiende conveniente utilizar la resultante de proyectar la Ley Gompertz, siendo que, en valores absolutos, da cifras más bajas luego del año 2.000, ubicándose hasta esa fecha entre las alternativas "media" y "alta" de EDI y "baja" y "media" del Lahmeyer.

El criterio propuesto es suficiente y acorde a la etapa en que se encuentra el análisis de la viabilidad de la generación nucleoeléctrica, sin perjuicio de la continuación de lo estudios de demanda de energía eléctrica, que mejorarán en profundidad a medida que se vayan superando las dificultades vigenes, posibilitando su utilización en las etapas subsiguientes.

2.2 La satisfacción de la demanda de energía eléctrica

2.2.1 Plan maestro de energía

Uruguay no cuenta en estos momentos con un "Plan maestro de energía", sin embargo se están haciendo esfuerzos tendientes a su concreción en el futuro próximo.

La primera etapa del trabajo, que constituye la recolección de información de base y su organización, ha sido concretada ya a través de la confección de los Balances Energéticos Nacionales (BEN).

En estos momentos, se cuenta con una serie de BEN desde el año 1965 al 1983 y periódicamente se actualiza la información.

La Dirección Nacional de Energía ha realizado y continúa realizando otros trabajos tendientes a incrementar la base informática necesaria para la implementación de los estudios de planificación global, como por ejemplo, estudios sobre el sector doméstico y transporte.

Un segundo paso también ha sido concretado, al ser entregado por la consultora Energy Development International (E/DI) el informe final sobre el trabajo realizado; en esta entrega, figura un paquete de modelos de computador que permiten estudios de estimación y simulación de la demanda futura de energía. Esta entrega constituye por lo tanto una de las herramientas fundamentales para la concreción del "Plan maestro de energía", el cual podrá ser preparado en un futuro cercano mediante el trabajo conjunto de las distintas empresas energéticas, la Dirección Nacional de Energía, y todo otro organismo que tenga ingerencia en el área energética.

La preparación de este "Plan Maestro" seguirá los siguientes pasos:

a) Determinación de los escenarios futuros posibles.

Estos deberán estar enmarcados dentro de las condicionantes de la planificación de nivel nacional y proveerán a su vez de las hipótesis necesarias para la ejecución del paso (b).
Los diferentes escenarios contemplarán distintas opciones. Por ejemplo, importación de gas natural, ahorro y racionalización de energía, uso de fuentes nuevas, etc.

b) En base a las hipótesis fijadas en (a) se estimará la demanda futura para cada escenario.

c) Estudio de la mejor forma de satisfacer la demanda estimada incluyendo análisis económico y financiero de las inversiones y costos de operación que implicaría cada escenario.

d) Verificación de la compatibilidad de los distintos escenarios y sus implicancias con la planificación de nivel nacional y eventual recomendación de opciones.

A título ilustrativo, se indica a continuación un conjunto de directivas generales en la materia, previstas en 1981, que pautarían la evolución del sector energético.

A - Objetivos

1 - Adecuar la oferta energética a la demanda que el desarrollo exija.

2 - Diversificar y asegurar las fuentes de desarrollo energético.

3 - Conservar la energía.

4 - Desarrollar otras formas energéticas con atención a la preservación del medio ambiente.

B - Políticas

1 - Actualizar en forma permanente el balance energético nacional, realizando su diagnóstico sectorial y su evaluación socio-económica y completar el modelo energético nacional.

2 - Apoyar las soluciones tecnológicas tendientes a lograr un ahorro y un uso más eficiente de la energía en la industria, en el transporte y en la edificación.

3 - Continuar la ejecución, por UTE, de las obras de los Planes de Energía Eléctrica hasta 1986.

4 - Promover el desarrollo de la forestación energética necesaria para atender el déficit existente y la demanda actual de leña, así como para contemplar la demanda futura en función de los resultados del modelo energético y la consiguiente política energética nacional.

5 - Continuar la ejecución por ANCAP de los trabajos de prospección de hidrocarburos.

6 - Continuar los trabajos de prospección de minerales radiactivos.

7 - Continuar las gestiones conducentes a la forma de convenios de interconexión eléctrica con los países limítrofes.

8 - Modernizar las instalaciones de la refinería de petróleo de ANCAP de modo de atender económicamente el perfil de demanda de derivados.

9 - Continuar los trabajos para aumentar la capacidad de almacenaje de crudo y derivados de ANCAP.

10 - Continuar las negociaciones para una posible compra de gas natural y construcción de gasoducto.

11 - Mantener las redes de distribución, los compresores y gasógenos de la Compañía del Gas.

12 - Promover la investigación tecnológica y el uso de fuentes nuevas y renovables de energía.

13 - Reestructurar la organización nuclear, continuar los programas de protección radiológica y de utilización de isótopos y realizar el estudio de factibilidad técnica del Centro Nuclear.

14 - Racionalizar el uso de la componente de generación hidroeléctrica disponible por UTE en los próximos años, para sustituir en la medida de lo posible los consumos actuales de los derivados del petróleo.

15 - Continuar los trabajos de prospección de esquistos bituminosos realizados por ANCAP y evaluar los yacimientos para su eventual explotación.

16 - Continuar los trabajos de prospección de hullas y turbas.

2.2.2 EL ESTUDIO DE LA CONSULTORA LAHMEYER INTERNATIONAL PARA EL EQUIPAMIENTO ELECTRICO NACIONAL (1980-2000)

En el año 1979, UTE contrató a la Consultora Lahmeyer International de Frankfurt con el cometido de estudiar planes de equipamiento en generación a los efectos de cubrir la demanda hasta el año 2000.

El estudio se dividió en dos fases: mediano y largo plazo. En el mediano plazo (1980-90) se estudió el equipamiento térmico de respaldo que permitiría optimizar la operación, así como un eventual adelanto en el cronograma de tomas de máquinas de la Central Salto Grande por parte de Uruguay.

En la segunda fase se encaró el estudio del potencial hidroeléctrico de Uruguay. Se consideraron planes alternativos de equipamiento que incluían una nueva central hidroeléctrica (Isla González), térmicas de vapor convencionales (con fuel-oil residual o carbón, turbinas de gas) y también centrales de ciclos combinados, centrales nucleares y una usina de bombeo).

La metodología utilizada, cuyo desarrollo se detalla, estaba constituída por los siguientes puntos: Cálculo de la demanda, Planes alternativos de equipamiento, Estudio de costo-beneficio, Evaluación económica y Conclusiones.

a) Cálculo de la demanda

Se utilizaron al efecto métodos de extrapolación en el tiempo, así como modelos condicionales (correlación de la demanda con el tiempo y con algunas variables macroeconómicas, por ejemplo PBI) seleccionándose el que mejor se adaptaba a los datos históricos y cumplía con los tests estadísticos adecuados. En el cuadro 13 del párrafo 2.1.3 se observan los resultados obtenidos.

b) Planes alternativos de equipamiento

Se establecieron distintos planes alternativos en los que se combinaban las distintas clases de máquinas térmicas con un cronograma fijo de disponibilidad para UTE de máquinas hidráulicas de Salto Grande.

c) Estudio de costo-beneficio y Evaluación económica

De cada plan se hizo un estudio de costo-beneficio y se compararon las distintas alternativas eligiendo aquella que tuviera menor valor presente.

Como costos se tomaron las inversiones y los costos variables (operación y mantenimiento). Estos se calcularon mediante un modelo de computación que permite simular la operación del sistema hidrotérmico total. Se utilizó un criterio de confiabilidad y se evaluaron los déficit y restricciones en cada plan. Los beneficios se evaluaron en

comparación con un plan que consistía en no hacer inversiones.

Cabe destacar que los únicos planes alternativos que contemplan la opción de centrales nucleares son los Nos. 5, 6 y 9 de la fase II. En los Nos. 5 y 6 se considera una central de 600 MWe eléctricos compartida en un 50% con países vecinos.

El plan N°9 fue descartado por el consultor por tener un valor presente muy alto.

d) Conclusiones del Consultor

En el mediano plazo resultaba conveniente aumentar el parque térmico con centrales del tipo ciclo-combinado. Se recomendaba también un adelanto en la toma de unidades de Salto Grande,

En el largo plazo, como lo manifestó el propio Consultor, cualquier conlcusión tenía un carácter muy incierto. El único plan nuclear que en las hipótesis manejadas por Lahmeyer es competitivo, es el N°6 cuando la tasa anual de incremento en el costo del combustible supera el 6%. En la actualidad dicho valor parece ser demasiado elevado.

e) Comentarios a las propuestas de Lahmeyer

Como se expresó anteriormente, la demanda real se sitúa muy por debajo de la demanda "baja" prevista por Lahmeyer. En general se puede decir que un abatimiento en la demanda conlleva un atraso en los planes de obras de generación, a menos que estemos al término de la vida útil de alguna máquina relativamente grande respecto al Sistema.

En el caso de UTE este atraso se puede considerar aún mayor teniendo en cuenta que para el estudio realizado por Lahmeyer, el plan de tomas de unidades de la Central Salto Grande se considera fijo en el tiempo.

La relación entre demanda, generación térmica e hidráulica varía drásticamente. Se extiende el período de años en que la solución óptima para el incremento de generación térmica es del tipo de turbinas de gas o ciclos combinados (baja inversión debido al bajo factor de planta de las unidades térmicas como se explica más adelante).

El decremento en la demanda en los últimos años ha sido tan elevado comparativamente que, aún suponiendo el retiro de servicio de la planta "B" de la Central Batlle en el año 1995 y en operación la Central Punta Pedregal antes de 1990, los factores de planta de las unidades térmicas serían muy bajos hasta el año 2000. Este hecho no invalida forzosamente la necesidad de adicionar equipamientos térmicos que no sean de base antes de ese año.

Se concluye que a menos que algún acontecimiento, imprevisible en la actualidad, produzca un crecimiento muy elevado de la demanda, no se justificaría una nueva Cen-

tral de base hasta después del año 2000.

El estudio realizado por Lahmeyer tiene en la actualidad carácter histórico , al extremo que algunas conclusiones de la fase 1 (mediano plazo), debieron ser revisadas nuevamente por UTE al año siguiente (1981) con la colaboración de otra firma de Consultores, para verificar la factibilidad de una planta de ciclo combinado.

Si esto ha ocurrido para la primera fase, con mayor razón puede establecerse que para los estudios de la segunda fase (largo plazo) es necesario rever nuevamente sus hipótesis, datos de base, procedimientos y conclusiones. Por otra parte, estudios de esta naturaleza deben ser revisados cada 3 o 5 años como mínimo.

No obstante lo expuesto, se ha considerado necesario hacer mención a los trabajos de Lahmeyer, por ser el último documento oficial de que se dispone a la fecha, donde se trata el equipamiento eléctrico del país incluyendo centrales nucleares, a través de un estudio general del problema realizado con enfoque sistemático y riguroso.

2.2.3 CONDICIONANTES DE LOS PLANES DE EQUIPAMIENTO

Entre los elementos más importantes que intervienen en la planificación de los equipamientos de generación cabe destacar los siguientes:

a) Parque de generación existente y previsto en los planes de expansión de U.T.E.

b) Demanda de energía y potencia

c) Política de operación de los embalses de las centrales Hidráulicas

d) Transferencias energéticas

Se desarrollan a continuación los puntos antes mencionados:

a) U.T.E. cuenta en la actualidad con un parque térmico total de 358 MW e hidráulico con una potencia instalada de 566 MW.
La central binacional de Salto Grande posee una potencia instalada total de 1890 MW. En la actualidad U.T.E. cuenta con 315 MW y en tomas sucesivas dispondrá del 50% de la potencia instalada. El cronograma fijado de tomas es 473 MW (1986), 630 MW (1989), 788 MW (1992) y 945 MW (1995). Está previsto antes de 1990 la entrada en servicio de una central de ciclo combinado de 270 MW.

b) La demanda de energía y potencia complementa, junto con el parque generador, el marco básico dentro del cual se estudia y define un plan de equipamiento. En el punto 2.2.2 se hizo referencia a los planes de equipamiento del Consultor Lahmeyer International, que incluían centrales nucleares para 1995. Sin embargo, los acontecimientos posteriores, que en particular no confirmaron el crecimiento de la demanda previsto por Lahmeyer, alejaron más allá del año 2000 la posibilidad de que sea necesaria una central nuclear. Esto pone de relieve algo muy importante: la alta variabilidad en el largo plazo de los parámetros que intervienen en el estudio del equipamiento eléctrico que en determinadas circunstancias pueden invalidar conclusiones obtenidas a través de estudios muy trabajosos. Las consideraciones que anteceden muestran a su vez la necesidad de una actualización periódica de los estudios mencionados, que en algún caso puede ocurrir en breves intervalos de tiempo para resolver determinadas coyunturas. Un ejemplo real de esta última posibilidad lo constituye el estudio de Lahmeyer International para el corto plazo que a 1 año de finalizado debió ser revisado por Electro Consult para determinar las características de la Central Térmica de Punta Pedregal, por haberse dado los extremos antes mencionados.

c) U.T.E. fija anualmente una política de operación de sus embalses. Esta consiste en establecer una cota del embalse de Gabriel Terra (único embalse suficientemente grande como para tener significación energética), por encima de la cual las centrales hidráulicas se despachan en la base del diagrama de cargas (régimen hidráulico); varias cotas decrecientes, en las cuales se va despachando en la base un porcentaje creciente del respaldo térmico, hasta incluirlo totalmente en la base (régimen térmico). Se fijan todavía dos cotas inferiores a la de régimen térmico. Una debajo de la cual se hacen importaciones de Argentina de a lo sumo un 10% de la demanda, otra cota de restricciones debajo de la cual se restringe el consumo prescindible de energía eléctrica en un 10%.

Dada la irregularidad en los aportes hidrológicos y la ausencia de una estacionalidad significativa, no es posible prever para una estación determinada, la energía hidroeléctrica disponible.-

En caso de ausencia de aporte al embalse Gabriel Terra éste se agota aproximadamente en seis meses. En esta situación (colapso energético) se pierden las centrales del Río Negro (Gabriel Terra, Baygorria y 9 de Febrero de 1973) y posiblemente Salto Grande debido a que las cuencas hidrológicas de los ríos Uruguay y Negro están correlacionadas. Dada la extrema gravedad de esta situación se adoptan políticas de operación que evitan el colapso. La política de operación no es fija, depende de la demanda y del respaldo térmico (equipamiento térmico).

Para una demanda dada, un respaldo térmico alto permitirá adoptar políticas de operación de los embalses con cotas de cambio de régimen bajas (poco reserva de agua) y viceversa.

En términos generales se puede decir que un respaldo térmico alto implica una mayor inversión en centrales térmicas y como resultado un costo de operación bajo.

A los efectos de aproximarse a la solución más conveniente es necesario optimizar la función de costos totales que dependerá de: los costos fijos (inversiones) y variables (operación, mantenimiento). Cabe destacar además que centrales de alta inversión (nucleares, térmicas convencionales, carbón) tienen costos operativos bajos y centrales de menos inversión (turbinas a gas o ciclos combinados) tienen costos operativos altos.-

Hasta el año 2.000, como U.T.E. tiene un equipamiento hidráulico grande con relación a su demanda, con una hidrología histórica que, si bien tiene una gran irregularidad numericamente presenta mayor número de estaciones hidráulicamente favorables que secas, la energía térmica

esperada resulta poco importante lo que se refleja en un bajo factor de planta de las unidades térmicas.
En síntesis se puede afirmar que en el caso del Sistema Eléctrico de U.T.E. la planificación de centrales de generación queda fuertemente condicionada por la relación hidráulico-térmico de los equipamientos existentes.
Para muy largo plazo, 2010-20, la demanda pronosticada de energía, que tiene mucha influencia, le agrega al estudio un gran factor de incertidumbre.

d) Transferencias energéticas

Las transferencias energéticas que de un sector a otro pudieran determinarse en función de políticas energéticas que eventualmente pudieran decidirse, pueden llegar a hacer variar un plan de equipamiento eléctrico, creando nuevas necesidades, o suprimiendo previsiones. En efecto si, por ejemplo, una determinada política tarifaria mantenida en el tiempo, elevase en forma considerable el precio/caloría de los combustibles líquidos con relación al precio/caloría eléctrico, se produciría un desplazamiento del consumo hacia la electricidad, aumentando las necesidades de equipamiento eléctrico. Otro tanto ocurriría si se decidiese electrificar el transporte urbano de Montevideo, o interurbano con algunas ciudades del interior.-

te prevista entre los años 1987-1990.

d) Cumplimiento del plan de toma por parte de Uruguay de las máquinas de Salto Grande previsto para 1986-89-92-95.

La Sala "B" de la Central Batlle 100 MW y la turbina de gas B.B.C. 21 MW se prevé estén radiadas del servicio antes del año 2000.

Si bien no encuadra exactamente como previsión, no puede dejar de hacerse referencia al proyecto de la Central Hidroeléctrica de Isla González sobre el Río Negro aguas arriba de la Central Gabriel Terra, por tratarse del último aprovechamiento hidráulico de importancia que queda en el país, del cual se podría obtener una potencia del orden de los 100 MW. Se trata de un proyecto que UTE tiene a consideración, sin que se haya ubicado en un cronograma de equipamiento hidráulico. En el momento no se prevé que estuviera justificada la construcción de la Central de Isla González antes del año 2000.

2.2.4.2 - Previsiones de potencia eléctrica necesaria

a) Complemento de potencia eléctrica estimado al año 2000

Con excepción del trabajo de Lahmeyer Fase II, no existen estudios específicos sobre equipamiento eléctrico a incorporar en el largo plazo.

Lahmeyer llega hasta el año 2000 en sus previsiones pero las reservas expresadas en 2.2.2 evidencian la total relatividad de sus conclusiones.

En consecuencia, los técnicos de UTE realizaron algunos estudios sobre el equipamiento eléctrico hasta el año 2000 y para las décadas 2000-2010-2020, que si bien son simplificados, tienen la virtud de estar actualizados.

Con los niveles de demanda manejados se hizo un estudio de las necesidades de equipamiento térmico para el año 2000. Se supuso que el sistema hidrotérmico de UTE estuviese aislado de otros sistemas eléctricos lo que implica favorecer las soluciones de equipamiento térmico de mayor potencia. En esas condiciones UTE tendría que contar con una potencia de 300 MW adicionales a la que figura en el cuadro 1 para poder optimizar sus recursos térmicos y mantener la confiabilidad del Sistema.

De los estudios antes mencionados también surge que las instalaciones correspondientes a los 300 MW de potencia adicional tendría factores de planta bajos, lo que de por sí es indicativo de que la opción nuclear, entre otras no sería óptima en un entorno del año 2000.

Cabe destacar también que hay otras consideraciones de importancia. La energía y potencia firme de la Central Salto Grande hacia el año 2000 sería mayor que la actual habida cuenta del número importante de aprovechamientos hidroeléctricos en estudio sobre el río Uruguay y sus afluentes en territorio argentino y brasileño. Dichos aprovechamientos provocarían la regulación del río Uruguay y por lo tanto el aumento de su potencia y energía firmes en forma progresiva. El potencial hidroeléctrico sería entonces mayor que el que en la actualidad se considera en los modelos de simulación.

Otro aspecto son las interconexiones internacionales. Como se sabe la interconexión es una fuente de recursos energéticos que permite optimizar la operación y equipamiento de los sistemas eléctricos. En la actualidad UTE está fuertemente interconectado con el sistema eléctrico de Argentina (dos líneas de 500 kV, una línea de 150 kV). Hacia el año 2000, UTE estaría interconectado con el sistema

eléctrico del sur de Brasil comportándose por lo tanto el recurso de interconexión como alternativo y competitivo, lo que permitiría para la planificación apoyarse más de lo que se apoya en la actualidad (10% en potencia y energía); esto hace que la hipótesis adoptada en los estudios preliminares de que el sistema de UTE fuera un sistema aislado sea muy conservadora en cuanto a que sobreestima la necesidad de equipamiento térmico.

Las dos razones expuestas, regulación del río Uruguay e interconexión competitiva, tienden a disminuir la necesidad de adicionar al sistema una potencia térmica de 300 MW.

En definitiva, UTE en un entorno del año 2000 además de la Central de Punta Pedregal necesitaría otra Central Térmica cuya potencia se situaría en 300 MW.

En particular, debido a los bajos factores de planta obtenidos, una Central de Ciclo Combinado se adaptaría mejor a las necesidades de generación de una Central de Base.

b) La década 2000-2010

Después del año 2000 la influencia de las Centrales Hidroeléctricas en el sistema eléctrico disminuye a medida que aumenta la demanda, en atención a que estará prácticamente agotada la utilización de recursos hídricos para la generación.

El único proyecto hidroeléctrico de significación es la central de Isla González sobre el Río Negro.

En la actualidad UTE estudia su viabilidad. Pero aún en la hipótesis de que dicho proyecto se concretara , su significación con respecto a la demanda no sería muy importante por lo que los

sucesivos aumentos de demanda tendrán que cubrirse fundamentalmente con Centrales Térmicas.

Si por razones de coherencia se considera la vida útil de las centrales térmicas en 35 años, como lo hizo Lahmeyer en su estudio, la 5a. Unidad de Central Batlle debería estar fuera de servicio sobre el año 2005 y la 6a. Unidad, sobre el 2010. (213 MW las dos Unidades).

En consecuencia se realizaron estudios con tres niveles de demanda: 10.000 GWh, 12.000 GWh y 14.000 GWh que sobre la ya mencionada demanda de GOEMPERTZ se sitúan en los años 2010, 2015 y 2020 respectivamente.

Dichos estudios tuvieron el único objetivo de determinar el órden de magnitud de la potencia térmica que se precisaría en las décadas 2000-10 y 2010-20.

Se efectuaron también estudios de potencia en los años anteriormente citados. Como es conocido la potencia de las centrales hidráulicas es una potencia no firme. Se calculó la potencia disponible con situaciones de buena y escasa hidraulicidad. En el primer caso se tomó como potencia hidráulica la potencia instalada y en el segundo la potencia garantida hidráulica. Se tomó como definición de potencia garantida hidráulica aquella potencia que resulta de despachar la energía hidráulica del año de menores caudales, en la punta del diagrama de carga.

Resultados obtenidos para la demanda de 10.000 GWh:

Referente al parque de generación se supuso además del equipamiento hidráulico mencionado en el cuadro 1, la central de 300 MW mencionada en el párrafo 2.2.4.1. En estas condiciones se estudió las necesidades de equipamiento térmico. De los

resultados obtenidos se concluye que de mantenerse las hipótesis asumidas y antes de producirse el descarte de la 5a. y 6a. Unidades de Central Batlle, UTE tendría que contar con una potencia adicional que se situaría en los 600 MW.

Esta central sería necesaria en la segunda mitad del decenio 2000-2010 y por lo tanto un plan de equipamiento posible podría contemplar la inclusión de una central nuclear cuyo módulo se situaría en alrededor de los 600 MW. Dado que los factores de planta obtenidos corresponden a una central térmica de base, dicho plan obviamente competirá con otros planes alternativos: carbón, fuel oil pesado y otras tecnologías que pueden desarrollarse en el futuro, y podría complementarse con una central de tipo de acumulación por bombeo.

c) La década 2010-2020

Como ya se mencionó en el párrafo anterior se consideraron para estudiar este período demandas de 12.000 GWh (año 2015) y 14.000 GWh (año 2020).

Se repitió el estudio realizado para la demanda de 10.000 GWh. Con hipótesis similares.

Se observó como era de prever una mayor influencia de las centrales térmicas para cubrir la demanda.

La conclusión más importante que se extrae es que hacia el año 2015 con 12.000 GWh de demanda será necesaria una potencia adicional de 600 MW. Esta potencia permitirá cubrir la demanda hasta las proximidades del año 2020.

3. ANALISIS DE LOS RECURSOS NACIONALES

3.1 Recursos Directos

3.1.1 Recursos Energéticos del Uruguay

Se pueden clasificar en dos tipos:

1 - Recursos energéticos no renovables.

2 - Recursos energéticos renovables.

1. Recursos Energéticos No Renovables

a.- Petróleo

Uruguay no ha podido confirmar hasta la fecha la existencia de depósitos de petróleo crudo o de gas natural en su territorio o en sus aguas territoriales. Desde 1912 hasta la fecha y con diversa intensidad se han llevado a cabo distintas campañas de prospección de hidrocarburos, la última de las cuales, en aguas territoriales del Río de la Plata y del Océano Atlántico concluyó a fines del año 1982, si bien continúan los estudios de gabinete.

Desde fines de 1984 se están realizando nuevos trabajos de prospección en la zona noroeste del país, utilizando una tecnología moderna que permitirá obtener resultados aún a través de los varios cientos de metros de basalto que cubren el terreno sedimentario en estudio.

Se importa, por tanto, la totalidad del petróleo crudo necesario, el que se procesa en la refinería de A.N.C.A.P., en un volúmen de aproximadamente 25.000 barriles por día. Debido a las variaciones del consumo en lo que se refiere a los derivados y al tipo de crudo procesado, en algunos períodos se importan algu

nos productos de destilación, exportándose otros, si bien en cantidades del orden del 10% del total (1981).

El aprovisionamiento se ha diversificado de modo de tener por lo menos cuatro fuentes distintas, importándose crudos de Irán, México, Nigeria y Venezuela según los momentos. El punto de entrada es la boya - petrolera de José Ignacio, en el Sureste del país, desde donde parte un oleoducto de 160 Km. hasta Montevideo. En la zona de José Ignacio se cuenta con tanques de almacenamiento que permiten una reserva de 100 días de consumo.

En vista de la tendencia al predominio de crudos más pesados en la oferta a nivel mundial, y a los previsibles cambios en la estructura de la demanda inducidos por los procesos de sustitución y conservación de combustibles en la industria y en el transporte, se ha planteado la necesidad de encarar cambios de importancia en la tecnología de los distintos procesos de refinación actualmente en uso. Los estudios respectivos también tendrán en cuenta el impacto en la - demanda que ocasionaría la importación eventual de gas natural a través de un gasoducto. A todos esos efectos A.N.C.A.P. contrató los servicios de una firma asesora especializada, que trabajó con un grupo de técnicos del Ente, prosiguiendo con ellos los estudios sobre el tema esos estudios comprenden también aspectos relacionados con ahorro de energía, rediseño de unidades de refinación, parques de tanques y sistemas de generación de vapor y de energía eléctrica.

La distribución de los productos de destilación del petróleo crudo se realiza tanto por A.N.C.A.P. como por empresas privadas con las cuales A.N.C.A.P. ha hecho contratos al respecto. Esta distribución por la vía de empresas privadas alcanza desde el gas-oil y el kerosene hasta el supergas, pasando por las naf-

tas y eventualmente el fuel-oil industrial.

Un destilado liviano, la nafta liviana, es utilizado por la Compañía del Gas de Montevideo para producir gas de cañería, distribuído posteriormente por sus redes a alrededor de 40.000 clientes. El gas distribuído en 1983 se sitúa alrededor de 9.300 toneladas de petróleo equivalente, o sea el 1,2% del consumo energético total del país. La capacidad total de la planta productora es del orden de cuatro veces ese consumo.

b.- Gas Natural

En los años 1979-80 se han realizado estudios de factibilidad de un proyecto de importación de gas natural desde la Argentina y su introducción mediante un gasoducto que, entrando por el puente "Libertador Gral. San Martín" en Fray Bentos - Puerto Unzué, llegaría hasta Montevideo, con ramales a construir en distintas etapas que llegarían a las ciudades de Maldonado, Minas, Canelones, San José, Colonia, Mercedes, Fray Bentos, Paysandú y Salto, entre otras.

Los resultados de esos estudios dependen directamente del precio de importación de ese combustible, debiendo actualizarse por lo tanto aquellos estudios en el momento oportuno; la negociación ha estado transitoriamente suspendida.

c.- Carbón

No hay a la fecha conocimiento de yacimientos de carbón económicamente explotables en el territorio nacional.

Como dato de interés geológico puede mencionarse el registro de afloramientos de formaciones lenticulares de carbón de baja calidad, de muy pequeñas dimensiones y en un área geográfica sumamente restringida. Estos afloramientos se producen en terrenos de forma-

ción geológica similar a los de los estados brasileños de Río Grande Do Sul y Santa Catarina donde se explotan yacimientos importantes.

Sin perjuicio de lo anterior, se considera necesario continuar los trabajos de prospección y los estudios correspondientes.

d.- Esquistos Bituminosos

A.N.C.A.P. ha realizado tareas de relevamiento y evaluación en yacimientos de esquistos bituminosos explorados, ya que esos yacimientos, si bien son pequeños a escala mundial, merecen un estudio exhaustivo sobre su aprovechamiento acorde con las necesidades energéticas del país.

Simultáneamente, se siguen atentamente los adelantos científicos y técnicos de otros países en cuanto a la explotación e industrialización de los esquistos, para poder seleccionar en el momento oportuno, la opción tecnológica que mejor se adapte a sus características, que tenga el mejor rendimiento energético y que permita la recuperación del azufre que, como subproducto, se halla presente en el yacimiento.

c.- Turba

Existen algunos yacimientos de turba aprovechables en pequeña escala, en los bañados de Carrasco y de Santa Teresa en Rocha. Los últimos trabajos de prospección se realizaron en 1966, por un equipo integrado por el entonces Instituto Geológico del Uruguay (hoy Dirección Nacional de Minería y Geología, Dinamige, del Ministerio de Industria y Energía), por U.T.E. y por la Fuerza Aérea Uruguaya.

Los cateos realizados en el Departamento de Rocha, permiten suponer que el área total llegaría a algo más de 10.000 há., lo que implicaría alrededor de 25 millo

nes de toneladas de turba como reserva.

Si bien no hay estudios de costos, las cifras anteriores demuestran poca significación, siendo a su vez de difícil extracción.

f.- Uranio

La prospección de uranio en el Uruguay ha pasado por varios períodos, generalmente sin continuidad metodológica y a cargo de diversas instituciones u organismos.

Por orden cronológico se han ocupado del tema: A.N.C.A.P. - 1950 (arenas negras), A.N.C.A.P. - 1949-1958 (Sauce de Pan de Azúcar) A.N.C.A.P. - Cintillometría durante 1958 - 1959, OIEA - 1965 - 1966 (Misión Cameron), C.E.A. (Francia) - 1965 - 1966 (Misión Grimbert), C.N.E.A. (Uruguay) 1966, U.T.E. - 1968 - 1969 (Scaron y Garau), C.N.E.A. 1971 - 1975, OIEA 1975 (Misión Taylor) C.N.E.A. (Argentina) - 1976 (Misión Solís), OIEA - 1976 - 1977 (Misión Muset), C.N.E.A. (Uruguay) - IGU - 1977 - 1979, en lo sucesivo DINAMIGE.

Como resultado de los trabajos precedentes y particularmente a partir de 1968 se constata en el país la presencia de uranio ligado a distintas formaciones geológicas y litologías. En el sedimentario la formación San Gregorio - Tres Islas proporciona algunas manifestaciones uraníferas que alcanzan a niveles porcentuales comerciales, pero restringidos a niveles de poco espesor por lo que no resultan favorables para su explotación y menos frente al actual precio internacional de yellow-cake.

En el cristalino se han detectado numerosas anomalías ligadas en su mayor parte al torio, y el resto de tipo netamente uranífero. Las anomalías de 1er. orden oscilan alrededor de 300 y es propósito de los planes de Programa para los años 1985 y 1986 una revisión to

tal de las mismas pues existe alta probabilidad de - que alguna de ellas responda a un yacimiento.

Se ha descubierto a fines de 1984 la primer mineralización uranífera, en rocas del cristalino con manifestaciones bien definidas y posibilidades de cierta extensión, localizada en el Departamento de Maldonado, y los estudios realizados hasta el presente - permiten suponer que no se trata de una manifestación aislada sino probablemente de carácter múltiple a nivel de una litología y geotectónica favorables.

Existe alta probabilidad de que al final de la - presente década, de mantenerse el actual ritmo de trabajo, Uruguay cuente con yacimientos de Uranio.

La tecnología de explotación hasta la etapa de "yellow-cake" es perfectamente accesible.

g.- Torio

Aunque este elemento se mantiene en un segundo - plano respecto al uranio, desde el punto de vista de su aprovechamiento con fines energéticos, y no conociéndose aún verdaderos yacimientos en el país, la elevada frecuencia de anomalías toríferas, y la excelente calidad de las mineralizaciones encontradas hasta la fecha, aunque no hayan sido de magnitud comercial, induce a pensar que existen para el torio buenas perspectivas.

Por lo demás, la monacita que acompaña las arenas negras (en el Departamento de Rocha) en la proporción de 0.6% sería eventualmente una fuente inicial utilizada con los fines expuestos. La cantidad de torio total contenida en las arenas negras cuya posible explotación ha sido estudiada (3.000.000 de toneladas de minerales pesados) podrían contener alrededor de 1.000 toneladas del metal.

2. Recursos Energéticos Renovables

a.- Hidroelectricidad

Es el principal recurso energético nacional, tanto por su magnitud como por el hecho de ser renovable. Es también el más estudiado y del que hay más cantidad y volúmen de realizaciones.

- La cuenca más y mejor estudiada, tanto desde el puento de vista de la hidrología como de la geología es la del Río Negro, que abarca aproximadamente un tercio de la superficie terrestre del país.

  Desde los primeros años de este siglo comenzó a desarrollarse la hidrología, tomando un impulso mayor a partir de 1933. La oficina competente de U.T.E., apoyada en la eficiente red de la Dirección Nacional de Meteorología, y además en los datos suministrados por A.F.E., por los puestos policiales del Ministerio del Interior, por personal del Ministerio de Transporte y Obras Públicas y de algunas escuelas, por radioaficionados y particulares y por personal de la propia U.T.E., cubre una extensa y bastante densa red pluviométrica. Estos datos se complementan con informaciones sobre lectura de escalas de nivel en los arroyos y ríos de la zona, y se concentran diariamente en U.T.E. donde se preparan las planillas correspondientes. Esudios paralelos han determinado un coeficiente de escurrimiento que permite determinar el aporte de las lluvias a los ríos y al embalse regulador de la Represa Gabriel Terra, aporte que permite determinar, por parte de la oficina del Despacho de Carga, la utilización de las máquinas hidroeléc

tricas en la cuenca, de acuerdo al esquema de economía de aguas que se haya establecido.
El sistema de información está extendido a toda el área de la República, pero U.T.E. utiliza solamente los datos de la cuenca, archivando el resto para estudios de futuro.
En esta cuenca existen tres centrales hidroeléctricas funcionando.
La Central Terra tiene una potencia instalada de 128.000 kW en cuatro máquinas de 32.000 kW.; la Central Baygorria una potencia de 108.000 kW en tres máquinas de 36.000 kW ; la Central Palmar, tres máquinas de 110.000 kW con un total de - 330.000 kW
Se está estudiando una cuarta central en la - cuenca, ubicada en el paraje Isla González, con una potencia aproximada de 120.000 kW., así como también aprovechamientos más pequeños en el río Negro y sus afluentes, todos ellos técnicamente factibles, pero aún fuera de las condiciones - económicas y de oportunidad que permitan su ejecución.

- También desde tiempo atrás ha sido ampliamente estudiada la cuenca del río Uruguay, habiéndose comenzado en 1973 los trabajos de la Central de Salto Grande, obra binacional hoy ya funcionando completa. La Central de Salto Grande tiene una capacidad instalada de 1.890.000 kW en 14 máquinas de 135.000 kW , en dos centrales iguales, una de cada país.
Argentina toma actualmente el 83.4% del total de la potencia y energía. Uruguay tomará progresivamente el resto de la potencia y energía que le corresponden, hasta completar su 50% a

mediados de los años 90.

- Se han realizado también estudios técnicos para el aprovechamiento de los ríos y arroyos de las cuencas del Río de la Plata y de la Laguna Merín, pero las conclusiones preliminares de los estudios económicos han hecho dejar por el momento la ejecución de alguna obra hidroeléctrica. En particular y con motivo de la construcción de represas para otros fines, como las de riego en Rocha y la de agua potable para O.S.E. en Paso Severino, se ha previsto la posibilidad de agregar, en un futuro a determinar, algún equipo hidroeléctrico, pero posteriormente se desechó la idea.
- Debe hacerse notar que, en función de la gran variabilidad de los regímenes de lluvias, no es posible asegurar en forma permanente la totalidad de la potencia instalada; los embalses creados artificialmente como reserva de agua, permiten contar con un aporte seguro que varía entre algunos días para Salto Grande y algunos meses para Terra, debiendo por lo tanto instalarse máquinas térmicas de respaldo para evitar situaciones de emergencia.
- Independientemente de estos estudios de aprovechamiento masivo del potencial hidráulico se ha estudiado la instalación de mini y microturbinas en áreas alejadas de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica, como posibilidad tendiente a disminuir el consumo de combustibles derivados del petróleo.
  También en este caso, los estudios de tipo económico han indicado que no ha llegado aún el momento oportuno de encarar este tipo de obras que

por otra parte representan un muy pequeño aporte para cubrir las necesidades energéticas totales.

Con las obras realizadas, se considera que se ha aprovechado del orden del 90% de los recursos hidro-energéticos relevantes. No se consideran aquellos aprovechamientos de alguna decena de MW, por no ser rentables en la actualidad.

b.- Energía eólica

La energía eólica se utiliza desde hace muchos años en el país, para bombeo de agua y para generación de energía eléctrica en lugares alejados de las redes. Aún cuando la potencia de cada uno de esos aprovechamientos es muy modesta, se han realizado estimaciones de que la energía aprovechada de esta forma equivaldría a 27.000 toneladas de petróleo en 1946 y a 65.000 toneladas en 1962 (C.I.D.E., Plan Nacional de Desarrollo Económico 1965 - 1974).

En cuanto al aprovechamiento en escala industrial, o por lo menos de planta piloto, los primeros pasos se dieron en la Facultad de Ingeniería en 1952, cuando se creó un laboratorio especial en el Instituto de Máquinas. Sin embargo, aún no se ha concretado esa aspiración, pese a la diversidad de estudios teóricos y prácticos realizados.

A través de la Dirección Nacional de Meteorología se está trabajando en la obtención de datos para la elaboración de un mapa donde se registren las velocidades y direcciones del viento en todo el país, pero aún hay carencia en muchas zonas.

c.- Energía solar

Las realizaciones de aprovechamiento de la energía solar, se han encarado en el mundo en dos formas: la producción de calor, en general agua o aire calientes, y la producción directa de electricidad

por medio de células fotovoltaicas.

El aprovechamiento del calor solar para calentamiento de agua destinada a calefacción de ambientes o para uso en viviendas se logra a través de paneles captores, donde el agua en circuito cerrado circula para luego entregar al ambiente ese calor por medio de radiadores de calefacción, o en circuito abierto para uso familiar.

Las células fotovoltaicas permiten transformar directamente la energía solar que reciben, en electricidad.

En este momento, su costo unitario es de varias decenas de veces el de las centrales eléctricas tradicionales.

En nuestro país se han realizado experiencias sobre el aprovechamiento de la energía solar para calentamiento de agua (Facultad de Ingeniería, Departamento de Investigación Tecnológica de A.N.C.A.P., Instituto de Meteorología, etc.); hay varias instalaciones de calentamiento de agua realizados por particulares.

La Dirección Nacional de Energía ha recopilado y publicado datos estadísticos sobre la irradiación solar en los últimos años.

d.- Leña y carbón de leña

De acuerdo a los balances energéticos del país realizados en los últimos años, la leña participa en aproximadamente 20% del total de los insumos que producen energía.

Su uso básicamente familiar, especialmente en el campo, pero gradualmente se va aumentando la utilización de la leña a nivel comercial (servicios) y fun-

damentalmente industrial, para la producción de vapor para procesos.

La información disponible en el Ministerio de Agricultura y Pesca, según datos de 1966/67 indica un área forestada de 140.000 há. en bosques artificiales y 600.000 há. de bosques naturales. En el año 1980, según encuestas realizadas, el consumo de leña seca es del orden de 1,5 millones de toneladas, por lo que, considerando rendimientos madereros promedio para los bosques actualmente en explotación, se estima que la tala anual es de unas 7.500 há. Admitiendo turnos de explotación de 17 años (rotación promedio actual estimada), esto equivale a una explotación permanente de unas 127.500 há. de bosques para ser usados como fuente energética.

En los primeros meses de 1985 se concretó un convenio con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) que, entre otras cosas, permitirá determinar con precisión la actual superficie arbolada y su densidad, mediante la interpretación de imágenes de satélite.

Con esa información, y con la selección de especies y modalidades de cultivo y de explotación, puede planificarse el uso creciente de esta fuente reduciendo drásticamente los turnos de explotación y sin crear perjuicios en los bosques naturales ni en los artificiales necesarios para otros usos (barreras de viento, protección de animales, etc.).

Con motivo de los estudios realizados para la explotación de los minerales ferríferos de Valentines, también se estudió la viabilidad económica de la producción de carbón de leña en grandes volúmenes.

Por el momento la producción proviene de hornos de campo, con una utilización anual, fundamentalmente

industrial, de algo menos de 17.600 toneladas.

e.- Otras Biomasas

Se comprende dentro de este término el uso de residuos y cultivos agrícolas destinados a la producción de alcohol a ser usado como combustible. A.N.C.A.P. y la Facultad de Agronomía han realizado estudios técnicos y económicos que permiten confirmar la posibilidad de produccción de alcohol a partir de sacarígenos, preferentemente sorgos, siendo su costo aún elevado, en razón del volúmen del mercado posible.

f.- Biogas

Con la fermentación de residuos orgánicos, tanto agrícolas como industriales o incluso ciudadanos, es posible producir gas combustible factible de ser quemado directamente para aprovechamientos calóricos (cocinas, calefacción) o de ser utilizado en motores de combustión interna para producción de electricidad. Se han construído algunas plantas de tipo experimental (Blandengues, Florida) a los efectos de determinar las mejores condiciones de fermentación, cuya evaluación continúa.

Existe un proyecto, que sería llevado a la práctica por O.S.E., en la ciudad de Las Piedras, para aprovechamiento de residuos cloacales para estos fines, que está también en etapa de evaluación.

g.- Otras Fuentes

No desarrolladas aún en Uruguay, por razones técnicas fundamentalmente, puede mencionarse la geotermia (de alta y baja entalpía), la diferencia de temperatura del agua oceánica a diferentes profundidades la fuerza de las olas y las mareas. De todas ellas

lo único factible en nuestro medio podría llegar a ser la utilización de las aguas termales de la zona noroeste, para calefacción de viviendas y para precalentamiento de procesos industriales. El costo de las perforaciones es una importante limitación de estos aprovechamientos.

3.1.2 Recursos Humanos

Los sistemas de enseñanza que pueden quedar involucrados en alguna forma en la preparación de los recursos humanos para intervenir en un programa nacional de desarrollo tecnológico, como lo representa un programa de generación nucleoeléctrica, son de diversas fuentes:

1. Formación en la Enseñanza Media (Pública, Privada)
2. Formación en la Enseñanza Superior (Pública, Privada)
3. Capacitación por la Comisión Nacional de Energía Atómica
4. Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología

1. Formación en la Enseñanza Media (Pública, Privada)

a. La educación técnica en nuestro país se proporciona a través de las Escuelas dependientes de la Universidad del Trabajo del Uruguay (UTU), que es un organismo estatal de enseñanza media profesionalizante, el cual dicta cursos de educación secundaria especializada (ciclo básico y superior), de educación técnica, y de formación profesional.

El Ente posee más de 220 cursos catalogados, y si bien la puesta en funcionamiento de ellos es variable con los años, los mismos pueden ser puestos en ejecución de inmediato, en función de los requerimientos específicos, lo cual da la pauta de la capacidad que posee para formar los recursos humanos que la industria nacional demande.

Evidentemente el impacto tecnológico que representa la instalación de una Central Nuclear, no podrá ser acompañado en su totalidad por este Organismo, pero podrá ser orientado y mejorado el nivel en las áreas básicas que igualmente se necesitan en toda instalación de esa envergadura.

Para observar la evolución y características de la población estudiantil en los niveles de enseñanza expresados para la Universidad del Trabajo, se presentan una serie de tablas ilustrativas, en los cuadros: 1, 2.1 y 2.2 incluídos en el anexo IV (Recursos Humanos).

De las ilustraciones anteriores se pueden extractar a modo de ejemplo aquellas orientaciones que tendrían más afinidad

con el presente estudio, para lo cual se exponen, en el mismo anexo IV,el Cuadro 3.1: Alumnos matriculados en las orientaciones del Grupo N° 38 año 1983, (relacionados con este estudio), y el Cuadro 3.2: Alumnos matriculados en las orientaciones del Grupo N° 38 año 1984 (relacionados con este estudio).

Los egresos de los distintos tipos de cursos que brinda UTU están en función principalmente de las espectativas de trabajo que tengan los alumnos en las distintas etapas y períodos de sus estudios, por lo cual se produce una merma en la continuación de los cursos fundamentalmente en los años más avanzados, ya que las posibilidades de trabajo aumentan en la misma relación de la formación práctica, que es muy marcada ya a partir de los años iniciales.

Se ilustran algunos datos de egresos en forma de los cuadros: 4, 5.1 y 5.2, incluídos en el anexo IV.

Dado que los tipos de cursos, son de distintas duraciones, pudiendo llegar en los "cursos técnicos", a 8 años divididos en 3 ciclos, no es posible hacer una comparación efectiva entre alumnos matriculados y egresados, pero la cantidad de egresados da una pauta del volúmen que egresan con el máximo de preparación de cada tipo de curso.

b. En los niveles técnicos, también existen en el país varias Instituciones Privadas de carácter nacional e internacional, que dictan cursos en distintos grados de desarrollo que, -- eventualmente, luego de un relevamiento más profundo, podrían tener su participación en forma similar a los egresados de UTU.

c. Dentro del nivel de Enseñanza Media, pero con otro enfoque, se debe citar igualmente la Institución que forma los docentes que en sus primeros pasos van a ejercer en la Enseñanza Media.

Se exponen los datos estadísticos en los cuadros: 6, 7, 8 y 9 incluídos en el anexo IV.

De los cursos de Formación de Profesores egresan profesores para los ciclos de la Enseñanza Media para Montevideo e

Interior.

Estos egresados pueden acceder a cursos complementarios, pero que no tienen una frecuencia regular.

De los cursos de Formación de Maestros Técnicos egresan docentes para los ciclos de Enseñanza Técnica de UTU.

Dado que los alumnos de estos cursos poseen un mínimo de 3 años y un máximo de 9 años para realizar sus estudios no es posible hacer una comparación efectiva entre alumnos matriculados y egresados.

2. Formación en la Enseñanza Superior (Pública, Privada)

a. El relevamiento a nivel de la Enseñanza Superior presenta a la Universidad de la República con sus 10 Facultades y 9 Escuelas, como único Organismo estatal responsable de la formación de los futuros profesionales universitarios del país.

Todas esas dependencias de la Universidad tienen sus Institutos en Montevideo. Contándose en los últimos años también con cursos similares a los de algunas Facultades y Escuelas, en la ciudad de Salto como los representan actualmente los cursos para Agronomía, Arquitectura, Ingeniería, Veterinaria y Tecnología Médica aunque no se realizan la totalidad de esas carreras.

Se presentan en el cuadro 10 incluídos en el anexo IV, la evolución de la Matrícula Estudiantil de todas las Facultades y Escuelas, incluyendo los matriculados de los cursos del Interior, del período 1975-1983.

Dentro de las Facultades que podrían tener mayor ingerencia en el desarrollo de un Programa Nucleoeléctrico, se pueden citar aquellas carreras más específicas:

- Facultad de Ingeniería: Ingeniería Civil (Vial, Estructural, Hidráulica y Sanitaria), Ingeniería Química, Ingeniería de Sistemas de Computación, Analista Programador, Perito en Ingeniería Mecánica, Perito en Ingeniería Eléctrica y Perito en Ingeniería Electrónica.

- Facultad de Humanidades y Ciencias: Licenciatura en Física, Licenciatura en Matemáticas, Licenciatura en Ciencias Físico-Matemáticas.
- Facultad de Química: Química Farmacéutica, Ingeniería Química.

En algunas Facultades se dican cursos extracurriculares, aperiódicos que se han orientado algunos de ellos en los últimos años a aspectos de la ciencia y la tecnología nuclear (Ejemplo: Ensayos no destructivos: Aplicaciones Energéticas de la Energía Nuclear, etc.)

b. En el ámbito privado existe otra Universidad, (miembro de la Federación Internacional de Universidades Católicas) la cual imparte algunas de las orientaciones universitarias, agrupando a un núcleo reducido de estudiantes.

3. Capacitación por la Comisión Nacional de Energía Atómica

En lo que respecta a la formación de los Recursos Humanos por la Comisión Nacional de Energía Atómica, la misma se ha dedicado a capacitar en los países de avanzada en el campo nuclear, con el apoyo del Organismo Internacional de Energía Atómica, o a través de acuerdos bilaterales, a varias personas en áreas básicas o específicas según el grado de desarrollo de la disciplina involucrada.

Se indica a continuación el total de personas becadas y los días de capacitación en el período 1962-1984.

Año	Personas Capacitadas	Total de días de capacitación
1962	1	365
1966	2	346
1967	3	713
1969	2	252
1970	5	837
1971	5	1132
1972	7	1003

1973	3	478
1974	7	1074
1975	7	1257
1976	5	419
1977	5	370
1978	9	1054
1979	20	2044
1980	20	3178
1981	33	3866
1982	17	2616
1983	38	2931
1984	67	3453

Estos datos, se discriminan a continuación en el cuadro que relaciona las personas becadas según los organismos patrocinantes, en los mismos años.

	OIEA		CNEA ARGENTINA		OTROS	
	Personas capacitadas	Total días capacitación	Personas capacitadas	Total días capacitación	Personas capacitadas	Total días capacitación
1962	1	365	-	-	-	-
1966	2	346	-	-	-	-
1967	3	713	-	-	-	-
1969	2	252	-	-	-	-
1970	5	807	-	-	-	-
1971	5	1132	-	-	-	-
1972	7	1003	-	-	-	-
1973	3	478	-	-	-	-
1974	4	904	2	165	1	5
1975	4	1050	3	247	-	-
1976	2	237	1	30	2	152
1977	3	40	-	-	2	330
1978	2	267	4	360	3	427
1979	12	1112	4	688	4	244
1980	8	803	10	1736	6	639

1981	16	1286	13	1833	4	697
1982	11	1481	6	1135	-	-
1983	28	1826	10	832	2	273
1984	36	1220	34	2116	5	117

4. Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología

Se puede indicar que muchas de las Instituciones del Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología forman recursos humanos por medio de cursos específicos o simplemente en la orientación y posteriormente investigación en aquellas áreas de trabajo que cada uno de ellos desarrollan, como lo son entre otros: Laboratorio Tecnológico del Uruguay (LATU), Instituto Nacional de Pesca (INAPE), Laboratorios de Facultades, Centro de Investigaciones Nucleares (C.I.N.), Instituto de Investigaciones Biológicas "Clemente Estable", Centro de Investigaciones Agrícolas "Dr. Alberto Boerger" (CIAAB), Departamento de Investigación Tecnológica de ANCAP.

En la actualidad muchas de estas Instituciones tienen áreas de investigación y desarrollo en disciplinas nucleares, pudiendo intervenir aún más en la formación de especialistas a medida que el desarrollo de la tecnología nuclear se vaya programando y consolidando, con lo cual también otros de esos Institutos intervendrán, y de seguro otros más deberán ser creados para esos efectos.

3.1.3 Recursos financieros

Los recursos financieros susceptibles de poder ser usados en la financiación de una instalación de generación eléctrica, pueden clasificarse en:

1. Recursos Internos
2. Recursos Externos

1. Recursos Internos

Se entiende por los primeros, a los recursos disponibles por el país para ser usado de acuerdo a sus propias pautas. Para el tipo de inversión arriba indicado, se encontrarían aquí los siguientes:

a) Emisión de Bonos de Tesorería
b) Fondo Energético Nacional
c) Autofinanciación de UTE
d) Rentas Generales

a) Con respecto a los bonos de Tesorería, los mismos se pueden emitir por ejemplo para inversiones, captación de fondos o cubrir déficit.
Como ejemplo de financiación de inversiones, se puede citar la emisión que se hizo para financiación en parte de la Represa Hidroeléctrica de Palmar.

b) En lo que tiene que ver con el recurso 2), el "Fondo Energético Nacional" fue creado por la Ley 13.958 del 10/5/71, en su artículo 9, para ser usado en obras de caracter energético.
La constitución de dicho fondo fue modificado por Ley N° 14.106 del 14/3/73, que en su artículo 697 expresa que "El Fondo Energético Nacional se integrará con lo producido de un impuesto del 10% sobre el producido de la venta de energía eléctrica, ..." "un impuesto a la nafta supercarburante, equivalente al 37,5% de su impuesto,"...

y "un impuesto a la nafta común equivalente al 25% de su impuesto", debiendo volcarse mensualmente por los Organismos recaudadores en la cuenta correspondiente. Estos impuestos indicados sobre las naftas representaban a agosto 1984 un impuesto real sobre las mismas del 15% para la supercarburante y 10,2% para la común. Este fondo fue empleado durante la construcción de la Central Hidroeléctrica de Palmar, pero dadas las características de la financiación de la misma, UTE fue eximida de su contribución al Fondo a partir de 1983.
Se presenta a continuación un cuadro donde se expresan los montos aportados al F.E.N. a partir de 1980:

AÑOS	Millones de N$	Valor Promedio del U$S vendedor	Millones de U$S equivalentes
1980	333.68	9.10	36.66
1981	511,37	10,82	47,26
1982	316,95	13,91	22,78
1983	438,97	34,54	13,71

c) El posible autofinanciamiento de UTE se aprecia a continuación:

C.1 Hipótesis del cálculo

- Año de comienzo de las eventuales obras: 1998
- Nivel de ventas de energía a 1998: 5527 GWh/año
- Precio de venta medio de la energía a dicho año (10% superior al nivel actualmente vigente) U$S 0.064 kWh
- Situación financiera de la empresa: Saneada en 1998 en cuanto respecta a los actuales fuertes compromisos financieros emergentes básicamente de la construcción de la Central "9 de Febrero de 1973".

- Total Activo Fijo Neto, a 1998: U$S 2004,5 millones

- Rentabilidad sobre Activo Fijo de la empresa a 1998: 10%

C.2 Generación de recursos internos a 1998

		U$S 10^6
- Ingresos brutos por venta de energía y otros		354.1
- Costos de operación	101,4	
- Depreciación	87,3	
- Total gastos de explotación		(188,7)
- RESULTADOS DE EXPLOTACION		165,4
- Otros ingresos		48,6
- INGRESOS NETOS ANTES DE INTERESES		209,0

C.3 Fuentes y usos de fondos

- FUENTES	
- Ingresos antes de intereses	209,0
- Depreciación	87,3
- Generación interna bruta de recursos	296,3
- Servicio deuda (amort. + intereses)	(176,6)
- GENERACION INTERNA NETA	119,7
- Préstamos proveedores s/inversiones normales (excep. Central Nuclear)	50,4
- TOTAL FUENTES	170,1

- USOS		
- Inversiones en Generación (otras)	20 (*)	
- Inversiones de Transmisión	20	
- Inversiones de Distribución	60	
- Inversiones diversas	8	
- Total inversiones		108.-
- Variación Capital de Trabajo		1,1
- TOTAL USOS EXCEP. CENTRAL NUCLEAR		109,1
EXCEDENTE UTILIZABLE		61,0

(*) NOTA: Puede corresponder:

- a la finalización de una nueva planta de ciclo combinado de respaldo, posterior a Punta Pedregal.
- a obras de renovación en centrales hidroeléctricas ya existentes.
- a una alternativa de gran interconexión en corriente continua con el Sur de Brasil.

C.4 Conclusiones

Teniendo en cuenta que, con aceptables niveles tarifarios, UTE tendría, ya en 1998 y en ocasión (temprana) de darse comienzo a las obras de una eventual Central Nuclear, una capacidad de autofinanciamiento excedentaria de U$S 61 millones/año mínimos (que podrían llegar a ser U$S 81 millones/año en la medida que en el lapso de construcción de la Central no se encarasen otras obras de generación), la capacidad financiera del Organismo para emprender las obras, a partir de 1998, puede desde ya considerarse asegurada obviamente, por crecimiento del nivel de ventas, y disminución del servicio de deuda remanente de refinan-

ciaciones anteriores, este perfil mejora sensiblemente en los años siguientes.

2. Recursos Externos

Los recursos externos son aquellos obtenibles por el país en forma de créditos internacionales.
Las instituciones que podrían brindar créditos para financiar en parte o totalmente obras energéticas son, entre otros,

a) Banco Mundial
b) Banco Interamericano de Desarrollo
c) Bancos de países proveedores
d) Banca privada internacional

Los antecedentes que se conocen de financiamiento de Centrales de generación nucleoeléctrica han usado fundamentalmente el item 3 de esta relación, donde los proveedores se encargan de obtener los préstamos respectivos en su país de origen de la banca estatal (y por ende con respaldo de Gobierno) o de la banca privada.
No hay antecedentes cercanos respecto a financiaciones de centrales nucleares provenientes del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo.

3. A modo de ejemplo se indica a continuación la estructura financiera de la Central Hidroeléctrica de Palmar:

CENTRAL HIDROELECTRICA DE PALMAR

Financiamiento	Monto (en millones de U$S aprox.)
Banco de países proveedores y Banca privada internacional	558
F.E.N.	11
Bonos del Tesoro	35

3.2 Infraestructura de Apoyo

3.2.1. Infraestructura Científico Tecnológica

3.2.1.1. Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA)

La Comisión Nacional de Energía Atómica es una Comisión Interministerial que tiene por cometidos básicos la investigación y fomento de la búsqueda de minerales radiactivos, y la coordinación de las diferentes actividades que se realicen dentro del campo de los usos pacíficos de la energía nuclear; dentro de esos grandes lineamientos se hace cargo de las políticas Nos. 6 y 13 del Cónclave de Piriápolis.

Con la finalidad de cumplir con los cometidos que se le han asignado y apuntando a los objetivos marcados en la Política Nuclear de la República, la C.N.E.A. ha constituído diferentes Sub-Comisiones y Grupos de Trabajo que analizan aspectos específicos y luego asesoran al plenario.

Dentro de las primeras se destacan:

- Sub-Comisión de Política Nuclear
- Sub-Comisión de Reestructura de la Organización Nuclear
- Sub-Comisión de Recursos Humanos
- Sub-Comisión de Divulgación Tecnológica
- Sub-Comisión de Legislación Radiológica y Nuclear

Los grupos de trabajo actualmente constituídos son:

- Ensayos No Destructivos (CNEA, FFAA, ANCAP, etc.)
- Generación Nucleoeléctrica (CNEA, UTE, DINAMIGE)
- Minerales de Interés Nuclear (CNEA, DINAMIGE, etc.)

- Aplicación de Técnicas Nucleares en Hidrología (CNEA, OSE, etc.)
- Derecho Nuclear (CNEA, Facultad de Derecho y Cs. Sociales)
- Aplicación de Técnicas Nucleares en Agronomía (CNEA, Fac. de Agronomía, C.I.N., etc)

Gracias a la colaboración de numerosas instituciones nacionales, organismos internacionales y autoridades nucleares de países amigos, el país ha cumplido una primera etapa de desarrollo tecnológico nuclear culminando con la puesta en marcha de programas de protección radiológica y de aplicaciones pacíficas de la tecnología nuclear. Es así que, además de las importantes actividades llevadas a cabo por las Sub-Comisiones y Grupos de Trabajo antes mencionados, la C.N.E.A. cuenta con los siguientes programas:

- Laboratorios de Desarrollo Tecnológico Nuclear
- Protección Radiológica y Seguridad Nuclear
- Reactores de Investigación (en colaboración con la Universidad de la República)
- Producción de Radioisótopos (en colaboración con la Universidad de la República)
- Medicina Nuclear (en colaboración con el Centro de Medicina Nuclear)
- Radioisótopos en Veterinaria (en colaboración con la Facultad de Veterinaria)
- Isótopos en Agronomía (en colaboración con la Facultad de Agronomía)
- Radioquímica y Radiofarmacia (en colaboración con la Cátedra de Radioquímica de la Facultad de Química)

- Física Nuclear (en colaboración con el Departamento de Física de la Facultad de Ingeniería)

Los estudios de factibilidad de un Centro Nuclear, incluídos dentro de las políticas mencionadas, cubren las etapas previas a las realizaciones en materia de generación nucleoeléctrica, pues una vez llevados a la práctica permitirán, además de la preparación de radioisótopos con fines médicos y agrícola-veterinarios, preparar personal en el manejo de reactores y de sus instalaciones complementarias.

El Presupuesto que maneja es:

(año 1984): Gastos Corrientes: N$ 292.782

Gastos de Inversión: N$6.220.000

El Personal con que cuenta a dic. 1984 de:

40 personas

Siendo de ese total: 11 Profesionales

19 Técnicos

10 Auxiliares

3.2.1.2 Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (U.T.E.)

La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas se ocupa de la generación, trasmisión, y distribución y venta de la energía eléctrica en todo el territorio nacional, por medio del Sistema Interconectado Nacional que está constituído por las Centrales de generación e instalaciones de trasmisión y distribución de energía eléctrica.

Las dependencias directamente involucradas en la explotación del Sistema Interconectado Nacio

nal están dotadas de los recursos tecnológicos y humanos necesarios para el cumplimiento de las tareas inherentes a sus respectivas funciones.

Aquellas que se verán directamente involucradas en un proyecto de generación nucleoeléctrica:

a) División Generación y Trasmisión a cargo de la generación, trasmisión y despacho de la energía eléctrica requerida al Sistema Hidrotérmico Nacional.
Esta Gerencia está constituída por las Gerencias Sectoriales de Generación Térmica, Generación Hidráulica, Trasmisión, Obras y Proyectos de Trasmisión, y Sub-Gerencia Despacho Nacional de Cargas.

b) División Planificación y Desarrollo cuyas funciones son:
- Realizar estudios de proyecciones de la demanda eléctrica; evaluación técnico-económica de alternativas globales de equipamiento (Generación, Trasmisión y Distribución), planificación quinquenal de la inversión.
- Formular presupuesto de inversiones y emitir información estadística de producción y venta de energía, así como de otras actividades anuales cumplidas.

c) División Servicios Auxiliares cumple la misión de satisfacer las necesidades de servicios de apoyo del resto de las Divisiones - de U.T.E.
Está constituída por las Gerencias Sectoriales: Construcciones (a cargo de proyectos,

construcción, reparación y mantenimiento de todo tipo de edificio, obras civiles, columnas y estudios topográficos) y Servicios Técnicos (a cargo de producción, mantenimiento de equipos e instalaciones, ensayos y control de calidad)

De la Gerencia de Sector Servicios Técnicos dependen las Sub-Gerencias: Talleres Generales, que se ocupa de producción, mantenimiento y reparación de equipos e instalaciones y Laboratorio y Control de Calidad, responsable por la realización de ensayos y Controles de calidad sobre equipos y/o materiales (eléctricos, mecánicos, térmicos, físicos y químicos).

Personal afectado a las dependencias de U.T.E. que podrían participar en un Proyecto de Generación Nucleoeléctrica es el siguiente:

	Cantidad de funcionarios por Escalafón (Dic. 1984)				
UNIDAD ORGANIZATIVA	PROFESIONALES	TECNICOS ESPECIALIZADOS	ARTESANOS	AUXILIARES	TOTAL
DIVISION GENERACION Y TRASMISION (Generación Térmica, Cen. Hidráulica, Trasmisión, Obras y Proyectos de Trasmisión y Despacho Nacional de Cargas)	74	638	978	187	1877

Personal afectado a las dependencias de U.T.E. que podrían participar en un Proyecto de Generación Nucleoeléctrica es el siguiente:

	Cantidad de funcionarios por Escalafón (Dic. 1984)				
UNIDAD ORGANIZATIVA	PROFESIONALES	TECNICOS ESPECIALIZADOS	ARTESANOS	AUXILIARES	TOTAL
DIVISION PLANIFICACION Y DESARROLLO (Estudios Técnico Económicos, Presupuesto y Contralor de Inversiones)	10	5	---	8	23
DIVISION SERVICIOS AUXILIARES (Construcciones, Servicios Técnicos)	38	151	813	93	1095
TOTAL	122	794	1791	288	2995

3.2.1.3. Centro de Investigaciones Nucleares (CIN)

El Centro de Investigaciones Nucleares, cuenta con dirección y personal docente universitario, desarrollando sus planes de trabajo en coordinación con la C.N.E.A., teniendo por cometidos, favorecer en el país con fines pacíficos, el desarrollo de la ensañanza, investigaciones y aplicaciones técnicas de la energía nuclear.

Para ello cuenta con un reactor nuclear de investigación de 10 kilovatios térmicos, una unidad de irradiación tipo Gammacell a base de Cobalto-60, laboratorios de procesamiento de mate

rial radiactivo y facilidades afines.

En algunos aspectos actúa en coordinación con otros Centros Universitarios y colabora con la Industria Nacional.

En el campo de la docencia desarrolla cursos regulares de diferentes niveles y cursos de capacitación en el área nuclear a solicitud de instituciones estatales, paraestatales o privadas.

En el área de la investigación, cuenta con distintas líneas de trabajo en curso, destacándose las de Irradiación, Utilización de Trazadores, Instrumentación Nuclear, Electrónica, Radiofarmacia, cuyos campos de actividad son el agro, la industria, la medicina, etc.

Tiene a su cargo la operación y mantenimiento del reactor, el cual entró en servicio en 1978, realizándose mediciones y análisis, empleándose básicamente para la enseñanza.

Dentro de sus actividades rutinarias, cuenta con un Servicio de Producción, de radioisótopos, radiofármacos y juegos de reactivos para su uso en medicina nuclear.

A través de su División de Seguridad y Radioprotección se ejerce un control de lo que pueda involucrar riesgos radiológicos al personal profesionalmente expuesto.

El Personal con que cuenta actualmente es de: 71

siendo de ese total: 15 Profesionales
42 Técnicos
14 Auxiliares

3.1.2.4. Dirección Nacional de Minería y Geología(DINAMIGE)

Se describe con una óptica enfocada a su posible inserción en el desarrollo de un Programa de Generación Nucleoeléctrica.

La Dirección Nacional de Minería y Geología, dispone desde el año 1983 de una valiosa infraestructura, moderna y hasta sofisticada, destinada a la prospección y estudio de minerales metálicos y radioactivos. Es en base a la misma que se desarrollan en la actualidad dos grandes programas de investigación geo-minera simultáneos:

a) Inventario Minero
b) Minerales Radioactivos

Ambos abarcan dentro del territorio nacional, todas las áreas consideradas técnicamente aptas desde el punto de vista metalogénico.

a) Programa "Inventario Minero":

Tiene por objetivo la evaluación cualitativa y cuantitativa de todos los recursos minerales del país, incluyendo las reservas ya reconocidas y descubrir nuevos yacimientos minerales principalmente metálicos.

Puede dividirse en dos sectores principales:

1. Laboratorio Químico Analítico (espectrométrico)

Cumple la función química analítica determinativa a escala micro, de base a la prospección geoquímica general (estratégica, táctica, o a nivel muestral) necesaria para el establecimiento de anomalías. Constituye la etapa fundamental dentro de la cadena multidisciplinaria que implican los programas.

Dispone de instrumental destinado al análisis multielemento, monoelemento y equipos especiales para determinación cuantitativa de uranio, oro y flúor.

Las evaluaciones multi monoelemento uranio y oro se realizan por métodos espectrométricos y flúor por método colorimétrico.

Se destacan dentro de los equipos con que cuenta: 1 espectrómetro de emisión a plasma de argón, 2 espectrómetros de absorción atómica y un láser a nitrógeno (para fluorescencia del uranio).

2. Informática

Recibe los datos del laboratorio químico analítico (multielemento o monoelemento) y conjuntamente con parámetros complementarios, derivados del muestreo, hidrografía, topografías, rasgos geológicos, etc., procede al tratamiento estadístico de los valores, interpretando los resultados y seleccionando anomalías geoquímicas. Estas serán objeto de una jerarquización previa y objeto de otras metodologías y/o traba-

jos exploratorios hasta la localización definitiva del yacimiento.

La gran cantidad de datos a procesar obliga a funcionar con computadoras de elevada capacidad por lo que se arrienda servicio al computador IBM de la Contaduría General de la Nación, a la que se está ligado mediante tres líneas telefónicas.

Se destacan dentro de los equipos con que cuenta: 1 tabla trazadora y un digitalizador (coordinatógrafo).

b) Programa "Minerales radiactivos"

Está destinado a la prospección, estudio y evaluación de mineralizaciones de uranio y torio. Este programa está incluído en principio como una rama del anterior.

Como elementos de apoyo a la metodología empleada en los dos programas, existen 2 sectores más.

1. Departamento de Geofísica

Funciona como metodología complementaria de las disciplinas que anteceden, mediante la aplicación de métodos exclusivamente de orden físico.

Cuenta con instrumental para resistividad, potenciales espontáneos, polarización provocada, magnetismo, electromagnetismo y radimetría.

2. Laboratorio químico convencional

Sirve de apoyo en química analítica en aquellos propósitos que escapan a los métodos y el instrumental destinado a Inven

tario Minero.

Ejemplo: Determinación de elementos mayores.
Mineralurgia. Estudios de beneficiamiento.

Su instrumental responde al tipo de laboratorio químico clásico.

El crédito presupuestal total asignado a la DINAMIGE para 1984 sin incluir sueldos es el siguiente:

Programa 1.07 - Financiamiento

Materiales y suministros	N$ 1:870.300,00
Servicios no personales	N$ 918.300,00
Maq. equipos y mobiliario nuevos	N$ 214.400,00
Suministros (UTE, ANCAP, AFE, OSE, ANTEL)	N$ 7:055.417,23
SUMA	N$ 10:058.417,23

Programa 2.07 - Inversiones para investigaciones geológicas

005 - Inventario Minero	N$ 26:029.000,00
006 - Casillas para perforaciones	N$ 840.000,00
008 - Reparación galpones	N$ 560.000,00
SUMA	N$ 27:429.000,00

TOTAL N$ 37:487.417,23

El personal con que cuentan estos dos programas y los sectores de apoyo es a dic. de 1984 de: 32 personas
siendo de ese total: 7 profesionales
7 técnicos
16 semitécnicos
2 auxiliares

3.2.1.5. Facultad de Ingeniería

La Facultad de Ingeniería, dependiente al igual que las otras facultades de la Universidad de la República posee una infraestructura acorde a su función docente.

Dentro de su organización se encuentran varios Institutos los cuales poseen instalaciones dedicadas a la docencia y a apoyar el desarrollo de la ciencia y la tecnología realizando tareas que pueden ser consideradas de investigación y desarrollo.

La nómina de los Institutos de la Facultad con los correspondientes Departamentos es la siguiente:

- Ingeniería Mecánica
- Ingeniería Eléctrica
- Hidráulica y Sanitaria
- Ingeniería Estructural
- Ingeniería vial (Dptos. de: Transporte (vial); Mecánica de suelos (suelos); Asfaltos).
- Computación
- Ingeniería Química (Dptos. de: Cerámicas; Textiles; Bioingeniería; Mantenimiento y Desarrollo; Análisis

e Investigaciones Químicas; y Laboratorio Instrumental).

- Ensayos de Materiales (Dptos. de: Materiales metálicos; materiales no metálicos).
- Física
- Matemáticas
- Agrimensura (Dptos. de: Topografía; Fotogrametría; Técnico Legal; Geodesia, Astronomía y Geofísica).

3.2.1.6. Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología

Bajo esta denominación se han agrupado todos aquellos organismos que de alguna manera se dedican a tareas relacionadas con la ciencia y tecnología.

Esta agrupación surgió dentro del Proyecto PNUD-ONUDI-URU-78-001, estando actualmente representada de la siguiente forma:

SUBSISTEMA INDUSTRIA		SUBSISTEMA AGROPECUARIO
MIE	CONICYT	MAP
DNI		DIPYPA
CNTPI		CIVET
UAPI		CIAAB
DNE		INAPE
DPI		INAC
DINAMIGE		UNIVERSIDAD
DIMEL		UTU

SUBSISTEMA INDUSTRIA	SUBSISTEMA AGROPECUARIO
LATU	SUL
CIN	UNIT
UNIVERSIDAD	DINASA
UTU	INPMA
SUL	CNEA
UNIT	
DINASA	
INPMA	
CNEA	
ANCAP	

Si bien cada institución actúa por separado, el sistema permite crear los vínculos necesarios para potenciar a todo el mismo.

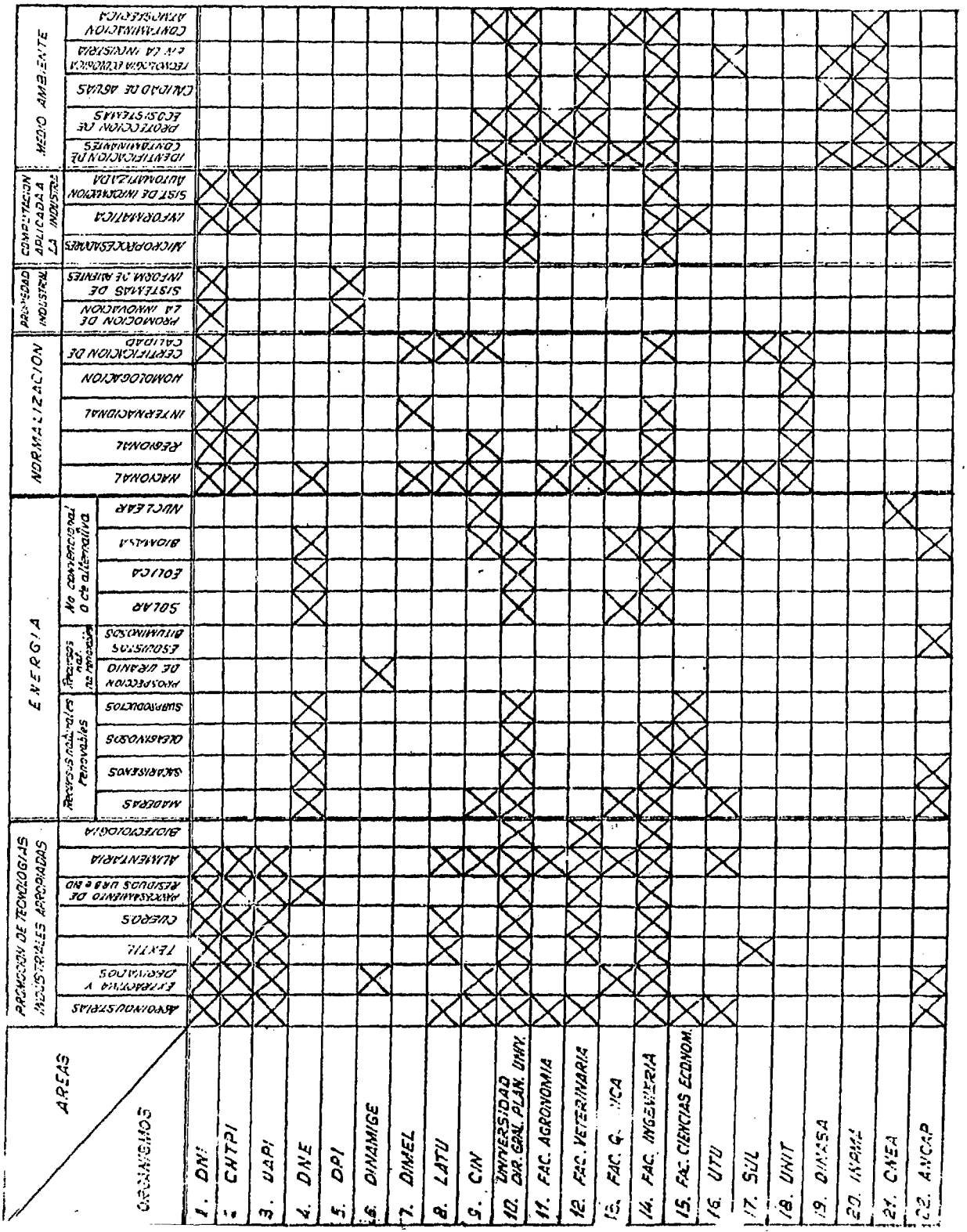
En razón de lo interesante que resulta contar con un sistema de interrelación de este tipo en desarrollo, se expone aquí sólo la situación del conjunto, aún cuando por razones de este mismo estudio, tres de sus componentes han sido de destaque aparte.

Luego de dos reuniones generales, y de una del sub-sistema Industria, se presentan en el cuadro 1 las actividades científicas y tecnológicas que realiza este último, por sus 22 organismos participantes separadas en 6 grandes áreas.

Como comentario general se puede expresar que el Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología es adecuado (desde el punto de vista de las funciones asumidas por cada uno de los elementos integrantes) a la situación actual aún reconociendo que existan algunos componentes con una cierta debilidad estructural.

Cuadro 3.2.1.6-1

MATRIZ GENERAL DE ACTIVIDADES CIENTIFICAS Y TECNOLOGICAS



3.2.2 Infraestructura institucional
(Marco legal y responsabilidades)

Las leyes y decretos que se relacionan con este estudio son:

1. Decreto del Poder Ejecutivo s/n del 30 de noviembre de 1955 - Confiere caracter nacional y amplía la integración de la Comisión Nacional de Energía Atómica.
2. Decreto del Poder Ejecutivo 101/966 del 3 de marzo de 1966 - Establece normas que regulan el funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía Atómica.
3. Decreto del Poder Ejecutivo 574/974 del 12 de julio de 1974 - Establece la redistribución de atribuciones y competencias de los Ministerios.
4. Decreto del Poder Ejecutivo 578/976 del 31 de agosto de 1976 - Modifica la integración y la dependencia de la Comisión Nacional de Energía Atómica y precisa sus cometidos.
5. Decreto del Poder Ejecutivo 831/976 del 22 de diciembre de 1976 - Establece el Reglamento Orgánico del Ministerio de Industria y Energía.
6. Ley 14.694, Ley Nacional de Electricidad, del 1° de setiembre de 1977
7. Decreto del Poder Ejecutivo 339/979 del 8 de junio de 1979 - Reglamenta la Ley 14.694, Ley Nacional de Electricidad.
8. Decreto del Poder Ejecutivo 212/980 del 11 de abril de 1980 - Establece la Política Nuclear de la República Oriental del Uruguay.
9. Decreto del Poder Ejecutivo 213/980 del 11 de abril de 1980 - Comete al Ministerio de Industria y Energía el control del cumplimiento de la Política Nuclear de la República Oriental del Uruguay.
10. Ley 15.031, Ley Orgánica de UTE, del 4 de julio de 1980

3.2.3 INFRAESTRUCTURA INDUSTRIAL

a) Requisitos impuestos por un Programa Nucleoeléctrico

No existen reglas firmes para establecer los requerimientos de infraestructura industrial que impone un programa nucleoeléctrico.

Sin embargo debe considerarse que incluye la construcción de una planta nuclear dentro del país, (Obra Civil), instalar y probar los distintos componentes y posteriormente operar y mantener dicha planta en forma satisfactoria.

Nuestro país como la mayoría de los países en vía de desarrollo no dispone de una infraestructura industrial que cuente con toda la tecnología, nivel de calidad y experiencia necesarios para un programa nucleoeléctrico; sin embargo la experiencia mundial muestra que es posible adquirir dicha infraestructura.-

Los requisitos son evidentemente mucho más estrictos si, como política nuclear, se considera la posibilidad de construir centrales nucleares, con contratos que no sean de tipo llave en mano, o con creciente participación nacional.

A continuación se detallan características que el desarrollo de un programa nuclear impone en la infraestructura industrial del país:

- Manejo de tecnologías avanzadas que usualmente deban ser adquiridos a través de transferencia de tecnología con proveedores extranjeros.
- Calidad acorde a normas muy estrictas y necesarias por motivos de seguridad y confiabilidad.
- Cumplimiento con cronogramas estipulados.
- Mantener los costos dentro de niveles razonablemente competitivos.
- Capacidad de cumplir con normas industriales distintas de las usuales en el país.

- Capacidad de usar materiales nuevos, con los que no está previamente familiarizados.
- Posibilidad de transportar e instalar equipos y componentes de dimensiones y pesos inusualmente grandes para la industria convencional.

Por lo tanto resulta necesario mejorar la industria nacional, al menos en los siguientes aspectos: procedimientos de garantía de calidad y de control de calidad, adquisición de tecnologías nuevas en cuanto a instalaciones de grandes componentes, unión de distintos metales por procesos diversos (soldadura, difusión, etc.), ensayos no destructivos, etc. y cambiar métodos y procedimientos a efectos de ajustarse a las normas necesarias.-

b) Infraestructura existente

Si bien el Uruguay es un país tradicionalmente agropecuario, cuenta con un parque industrial relativamente amplio y diversificado. En el cuadro 1 indica el volumen físico del producto bruto interno de las industrias manufactureras desglosados según diversas ramas de la industria.
Obsérvese que los valores generales de 1983 son prácticamente idénticos a los del año 1973 y la retracción respecto del año 1980 alcanza un 26,3%.
La industria manufacturera y la construcción fueron los sectores más afectados por la crisis que comenzó a manifestarse en el país a mediados de 1981.
En el cuadro 2 se indica la distribución del producto bruto interno y se pude observar la participación que tiene en el mismo el sector industria manufacturera, obsérvese la reducción de la participación de la industria manufacturera en el PBI (ver cuadro 3).
El cuadro 4 muestra los valores trimestrales más recientes y en ella se observa una tendencia creciente en la participación de

la industria en el PBI.

El personal ocupado por las distintas ramas de la industria se indica en el cuadro 5 y puede considerarse indicativo también del proceso de evolución industrial y del grado de desarrollo que presentan las industrias más relacionables con un futuro plan nucleoeléctrico; en particular los sectores: productos metálicos, máquinas y apartatos eléctricos, y químicos (incluyendo derivados del petróleo, etc.)

La ausencia de políticas en cuanto a planificación industrial hace difícil extrapolar y prever en qué grado de desarrollo se encontrarán las industrias relacionadas con un plan nucleoeléctrico, a relativamente largo plazo, cuando comience la realización del mismo.

Como factor de fomento del desarrollo industrial puede destacarse la Ley de Promoción Industrial (N° 14178 del 28 de marzo de 1974) que contempla la declaración de Interés Nacional para incentivar la inversión privada en la industria y otorgamiento de diversas medidas promocionales para industrias que contribuyen al logro de objetivos preestablecidos (ver referencia 2).

La Unidad Asesora de Formación Industrial del Ministerio de Industria y Energía tiene a su cargo la adjudicación del carácter de interés nacional para industrias que se ajusten a dichos objetivos. Entre marzo de 1974 y diciembre de 1980, 218 proyectos industriales fueron declarados de interés nacional sumando un monto total de inversiones en activo fijo de 224,9 millones de dólares.

Evidentemente en caso de que el país opte por la generación de energía nucleoeléctrica podrían incentivarse en forma preferencial a los sectores industriales relacionados (Metalúrgico, eléctrico, electrónico, construcciones civiles, etc.)

En nuestro medio se encuentran diversas industrias establecidas dentro de dichos sectores y en este trabajo se incluye una nómina (no exhaustiva) de las empresas relacionadas.-

La industria metalúrgica cuenta con cierta tradición en nuestro

años 70) y cierta participación en grandes obras hidroeléctricas, permitió que se adopte a cumplir con normas de calidad y a valorizar elementos de tamaño relativamente grande. No se vislumbra, en el futuro, un desarrollo particularmente rápido de dicha industria debido a la ausencia de materias primas nacionales, el alto costo de importar las mismas y el alto costo de la energía (en particular los combustibles) en nuestro país.
Los sectores industriales eléctrico y electrónico se caracterizan por haberse desarrollado recientemente en nuestro país cubriendo actualmente una amplia gama de productos: desde artículos para el hogar y dispositivos de iluminación hasta equipos de comunicaciones y, sistemas de transformación y rectificación para uso industrial, y motores eléctricos conductores de diversos tipos y materiales para transmisión de energía eléctrica.
Hay algunos antecedentes en cuanto a fabricación de dispositivos de instrumentación y control industrial.
Otros aportes que podrían realizarse al desarrollo de un programa nucleoeléctrico corresponden a las áreas de ingeniería, obras civiles y montajes electromecánicos.
En materia de ingeniería, el país ha demostrado capacidad para asimilar las tecnologías más avanzadas en generación de energía eléctrica, a través de las sucesivas obras realizadas en el tiempo, algunas de ellas de reciente ejecución. Incluso varios de nuestros profesionales han actuado o integran consultorías internacionales en este campo.
Ha sido una práctica constante la ejecución de obras civiles en centrales de generación por parte de empresas nacionales. En centrales térmicas con una ejecución de prácticamente 100%, y en obras hidráulicas con participaciones destacadas en algunos casos.-
Las empresas uruguayas de montaje electromecánico han intervenido en distinta medida en obras de centrales de generación. Existe indudablemente una cierta limitación en cuanto a la capacidad nacional para la ejecución total de este tipo de montajes: Pero los eventuales beneficios provenientes de un aumento de esa

capacidad, que sería posible llevar adelante, se ven seriamente afectadas por la práctica de las empresas contratistas de las obras, que traen su propio personal para estas tareas por razones muy comprensibles. Pero esta circunstancia limita el papel de nuestras empresas a montajes más o menos marginales. En resumen nuestro país cuenta con una infraestructura industrial básica que podría participar actualmente en un futuro plan nucleoeléctrico nacional pero para ello, deberá sufrir profundas modificaciones, las cuales, incrementarían notablemente la calidad de sus productos y su competitividad a nivel internacional.-

4. ANALISIS DE LA VIABILIDAD DE UN PROGRAMA NUCLEAR

4.1 - Opciones de equipamiento eléctrico

4.1.1 - Centrales de petróleo o gas

4.1.1.1. Principios de funcionamiento

Se entiende por Centrales Térmicas a Petróleo o Gas aquellas en las cuales la generación de Energía Eléctrica se efectúa utilizando turbogrupos de vapor con vapor generado en una caldera, unidades turbo-gas o una combinación de ambas con calderas de recuperación (centrales de ciclo combinado), quemando combustibles líquidos o gaseosos tales como petróleo y sus derivados o gas natural.

a. Centrales con turbinas de vapor

La energía mecánica necesaria para mover el alternador y generar consecuentemente la energía eléctrica es obtenida del vapor de agua, el cual circula en un circuito cerrado sufriendo una serie de procesos termodinámicos los cuales en su conjunto, se denominan ciclo térmico.

El vapor es generado en una caldera en la cual la energía química del combustible liberada en combustión, es cedida al agua de manera de producir su vaporización y sobrecalentamiento.

Este vapor es expandido en la turbina transformando su energía térmica en mecánica, moviendo así la turbina y el generador eléctrico acoplado.

Este vapor ya expandido, luego de un proceso de enfriamiento, bombeo y precalentamiento, retorna a la caldera completando el ciclo térmico.

b. Centrales con unidades Turbogas

En este tipo de centrales se utiliza un ciclo térmico generalmente abierto con aire atmosférico, el cual es comprimido en un compresor axial multietapa, calentado mediante la absorción de la energía química del combustible quemado en una cámara de combustión y posteriormente expandido en la turbina de gas propiamente dicha.

Los combustibles normalmente utilizados son, derivados de petróleo livianos y medios, eventualmente fuel-oil pesado, en cuyo caso es necesario efectuar un tratamiento previo para la extracción de las impurezas contaminantes por este contenido, y gas natural.

c. Centrales de ciclo combinado

En las centrales de ciclo combinado se aprovecha el contenido energético de los gases de escape de la turbina de gas, para la producción de vapor en una caldera de recuperación, el cual es a su vez utilizado para generar potencia adicional en una turbina de vapor incrementándose en consecuencia al rendimiento térmico global del ciclo de generación.

En este caso, la caldera de recuperación la cual puede ser con o sin fuego adicional, es un intercambiador de calor compuesto por bancos tubulares modulares aletados exteriormente, con circulación asistida del agua de caldera.

Estas unidades pueden eventualmente funcionar con solo las turbinas de gas hasta una potencia del orden de 2/3 de la nominal del grupo, descargando los gases de escape directamente a la atmósfera.

4.1.1.2. Modalidad de operación

Todos los tipos de unidades de generación anteriormente descritos pueden funcionar en todas las modalidades operativas, siendo las más frecuentes: carga de base, carga de pico o punta, carga fija y carga flotante, debiéndose adaptar el diseño particular a cada caso específico.

La modalidad de operación de la central termoeléctrica determina precisamente sus principales características. En efecto, una central de carga pico, la cual entrará en funcionamiento a lo sumo unas 2500 horas al año (1500 horas en promedio) para cubrir determinados picos en la demanda de energía eléctrica deberá ser "rápida y barata". En el otro extremo, una central de carga base, que funcionará de 4000 a 8000 horas en el año, operará según un ciclo térmico más sofisticado de modo de obtener el máximo rendimiento posible y en consecuencia será de mayor inversión inicial.

En términos generales es posible afirmar que las centrales con turbogrupos a vapor son más aptas para funcionamiento en carga base, fija y eventualmente en carga de punta y flotante en virtud de que no toleran variaciones demasiado rápidas de carga, siendo además los tiempos de arranque desde la condición fría para estas unidades relativamente prolongados, variando desde 2 a 10 horas.

Las unidades con turbinas a gas son las más adecuadas para servicio de punta y si bien son aptas para funcionar con carga de base,

el costo de generación en este último caso es muy elevado, en virtud de su bajo rendimiento térmico y alto precio del combustible.

Las centrales de ciclo combinado son las de máximo rendimiento termodinámico y tienen la versatilidad de entrar en un corto período de tiempo en servicio con las turbinas de gas generando aproximadamente las dos terceras partes de la potencia nominal del ciclo durante el período de arranque del turbogenerador a vapor. Son en consecuencia centrales para funcionar con carga base, por su elevado rendimiento y con carga pico por el corto período de disponibilidad de una buena parte de la potencia.

4.1.1.3. Rendimientos y criterios económicos de selección

a. Rendimientos:

Para la comparación entre los distintos tipos de centrales es conveniente considerar los rendimientos netos, y los costos de generación asociados, ya que la potencia requerida para los servicios auxiliares es distinta en cada caso. El rendimiento más elevado corresponde a las centrales de ciclo combinado con turbinas de gas y de vapor, utilizando como combustible gas natural y refrigeración directa del condensador de la turbina de vapor con agua. En una instalación de este tipo es posible llegar a rendimientos del 45% al 46%. En caso de utilizarse fuel-oil pesado el rendimiento alcanzaría al 40 o 41%.

En segundo lugar se encuentran las centrales termoeléctricas con unidades a vapor,

con rendimientos desde 32% a 40% para los de máxima potencia unitaria en centrales de base.

Finalmente se ubican las centrales con turbinas de gas con rendimientos comprendidos entre 27 a 32%, los valores más elevados para las unidades de mayor potencia unitaria y quemando gas natural o destilados livianos de petróleo.

b. Costos

Los costos de inversión son variables en función de la potencia unitaria, de las máquinas y del tipo de central termoeléctrica elegida. Pueden mencionarse a los efectos comparativos los siguientes costos específicos por MW de potencia neta instalada. (Datos extraídos de Modern Power Systems, 1982, 1983, 1984)

Tipo de Central	Costo Específico (U$S/KW)
Turbinas de gas	200
Turbinas de vapor con caldera a petróleo	500 - 600
Ciclo combinado	350 - 450

El funcionamiento de una central térmica origina costos que son variables en función del tamaño de la planta y del tipo de unidades de generación. Estos gastos corresponden al combustible, personal de operación, mantenimiento. El elemento más importante dentro de los costos de combustible depende de la cantidad de energía producida, del rendimiento de la instalación y del precio de éste.

En las centrales con turbinas de vapor se pueden quemar combustibles de calidades infe-

riores, las condiciones son completamente distintas en las centrales con turbinas de gas, en las cuales la utilización de estos combustibles pueden causar importantes daños por corrosión y ensuciamiento requiriéndose entonces un tratamiento previo con aditivos cuyo costo se suma al del combustible bruto.

A modo de ejemplo se enumeran en el siguiente cuadro los:

COSTOS NACIONALES DE EXPLOTACION

Valor promedio del parque térmico (corresponden a gastos propios del Sector exclusivamente) mils/kwh (en bornes de alternador)

Año	1982	1983	1984
Gastos directos	62,70	222,60	168,60
Amortización	21,25	891,60	871,80
Combustible	42,60	252,26	265,00
Total	70,12	1366,80	1305,40

4.1.1.4. Perspectivas de futuro

La evolución de las tendencias mundiales con respecto a la opción de generación térmica a petróleo está pautada desfavorablemente por dos factores primordiales.

- Contaminación del medio ambiente
- Precio del petróleo

Se busca abatir la incidencia del segundo parámetro en los costos globales de explotación promoviendo el desarrollo tecnológico con miras a mejorar el rendimiento de las máquinas y/o a permitir el uso de combustibles de inferior calidad.

Esta tendencia se refleja especialmente en la turbina de gas.

a) Gas natural

El gas natural es el combustible ideal para alimentar Centrales de turbinas de gas y/o Centrales de Ciclo Combinado (turbinas de gas con recuperación de energía, mediante un ciclo Rankine a vapor de agua).

El perfeccionamiento de las turbinas de gas actualmente existentes se concentrará especialmente en incrementar la temperatura de combustión en las turbinas de gas de los 2000°F (1093°C) a valores comprendidos en 2600 °F (1427°C) y 3000°F (1649°C) mediante la aplicación de dos tecnologías nuevas:

- los empaletados de materiales cerámicos
- el enfriamiento de empaletados metálicos por circulación de agua.

Además, utilizando gas natural de bajo contenido de azufre se puede recuperar el calor del gas de combustión hasta temperaturas sumamente bajas (salida: aprox. 100-110°C).

En consecuencia, se prevé rendimientos térmicos entre el 50% y el 55%.

b) Combustible líquido destilado (gas-oil)

Vale en buena parte lo dicho anteriormente en cuanto a lograr mejores rendimientos térmicos en las turbinas de gas. En el ciclo combinado, la recuperación de calor es un poco menor (salida: 110°C - 120°C) en función del contenido de azufre. Su rendi-

miento es del orden del 95% de un ciclo a gas natural.

c) Combustible líquido residual (fuel-oil)

Este combustible requiere tratamiento de extracción de sodio y potasio y agregado de aditivos para inhibir al vanadio. Se limita la temperatura de combustión al valor de base (aprox. 10% por debajo del valor de pico).

Su contenido de azufre es mediano o alto, por lo cual la recuperación de calor es aún menor (salida: aprox. 140°C). Su rendimiento neto varía aproximadamente entre el 85% y el 90% de un ciclo a gas natural.

Otra aplicación del fuel-oil, a la cual este combustible se adapta mejor por no requerir tratamiento, es su uso en un ciclo Rankine a vapor con recalentamiento y recalentamiento intermedio, con el que se pueden lograr rendimientos netos del orden del 37%, dependiendo del azufre contenido en el combustible.

4.1.2 Centrales a Carbón

4.1.2.1. Descripción - Diferencias con Centrales a petróleo y gas

La producción de energía eléctrica en una Central a Carbón se efectúa según un ciclo térmico similar a las demás centrales con funcionamiento a petróleo, estando constituída entonces por componentes similares.

La diferenciación de estas centrales está en la caldera y las instalaciones auxiliares - asociadas para transporte descarga, almacenamiento, manipulación y combustión del carbón.

Existen distintos tipos de carbones diferenciados por su contenido en carbono fijo, humedad, materias volátiles y cenizas.

Los principales tipos son las andracitas, bituminosos, sub-bituminosos y lignitos, siendo su poder calorífico muy diferente variando entre límites desde 8100 Kcal/kg, para las andracitas y bituminosos hasta 2000 Kcal/kg para los lignitos pobres.

A diferencia de las centrales térmicas a petróleo o gas natural, en virtud de ser el carbón un combustible sólido presenta una serie de inconvenientes desde el punto de vista de su - transporte, descarga, almacenamiento, transporte interno dentro de la planta y preparación para la alimentación hasta la caldera.

La ubicación geográfica de la Central deberá ser seleccionada de modo que el transporte se realice de la manera más económica.

Desde el predio de almacenamiento, dependiendo del sistema de combustión de la caldera,

es transportado hacia los alimentadores de las parrillas móviles de la caldera, o a los molinos.

La combustión del carbón en la caldera puede ser realizada según tres modalidades básicas: sobre parrilla, inyección de carbón pulverizados en el hogar (es lo más utilizado actualmente), y lecho fluído (aún a nivel de prototipo).

La ceniza es la materia mineral incombusta dejada como residuo de la combustión del carbón. Las cenizas residuales deben ser removidas de las calderas y de la central agregando un costo adicional al precio del combustible. Los principales sistemas de extracción de cenizas utilizados en plantas son, según el tamaño:

a) En plantas pequeñas, extractor mecánico, eyector térmico y eyector hidráulico.
b) En plantas medianas, sistema presurizado.
c) Plantas grandes y cuando se tienen que transportar las cenizas a distancias muy grandes, sistema de transporte por vía húmeda.

La emisión de sustancias contaminantes de los gases descargados a la atmósfera a través de la chimenea es más abundante que en centrales termoeléctricas a petróleo y gas, por lo cual se hace necesario disponer de un sistema de depuración, previo a la descarga de los gases a la atmósfera.

Los sistemas básicos de depuración de los humos son: separadores ciclónicos, limpiadores por vía húmeda, reductores de polvo centrífugos, filtros de tejidos, precipitadores electrostáticos.

El sistema de depuración utilizado en una central es función de varios factores, tales

como contenido de cenizas quemado en la caldera, contenido de azufre del combustible, lugar de emplazamiento de la central (zonas urbanas o rurales), reglamentaciones y disposiciones gubernamentales vigentes.

La Consultora Lahmeyer analizó en la segunda fase de su estudio dos planes de equipamiento que incluían centrales de carbón de módulo 150 MW.

En el capítulo XV (Conclusiones y Recomendaciones) referente a la alternativa mayor se dice: "Debido a los costos de inversión correspondientes, no se puede recomendarlo para el período en estudio, si bien representaría una alternativa al uso de plantas nucleares a partir del año 2000".

4.1.2.2. Costos

El costo específico de inversión para centrales a carbón es de 600-700 U$S/KW, (dato extraído de Modern Power Systems,1982, 1983, 1984).

Los costos desglosados de explotación alcanzarán los siguientes valores, según una publicación de EDF de 1981:

Destino de la erogación	Costo (mills 1981/kWh)
- Gastos directos de explotación (dirección, mantenimiento, otros gastos técnicos y administrativos)	7,4
- Cargas complementarias de explotación, cargas de capital (amortización, cargas financieras), participaciones (gastos generales, centrales, gastos de estudio y desarrollo) y contribuciones.	7,0

Destino de erogación	Costo (mills 1981/ kWh
- Combustible consumido	24,1
- Total	38,5

4.1.2.3. Perspectivas de futuro

Del mismo modo que para las plantas a petróleo, el desarrollo de las centrales a carbón está condicionado por las normas vigentes de protección ambiental y por los precios del combustible en el mercado mundial.

También en este caso, las tendencias futuras se pueden enfocar desde dos puntos de vista.

A) Desarrollo tecnológico para mejorar el rendimiento de las máquinas.

B) Desarrollo tecnológico para permitir el uso de combustibles de inferior calidad.

A) Desarrollo tecnológico para mejorar el rendimiento.

El combustible fósil sólido (carbón, lignito) se utiliza clásicamente en ciclo Rankine de vapor a sobrecalentamiento y recalentamiento intermedio.

En grandes unidades permite alcanzar rendimientos netos del orden del 38% para carbón de primera calidad y del orden del 35% para lignito. En el futuro se podrá mejorar levemente estos valores.

B) Desarrollo tecnológico para utilizar combustibles de baja calidad.

En los últimos años se está trabajando en desarrollar tecnologías que permitan utilizar combustibles de baja o mediana calidad

en turbinas de gas y ciclos combinados.

En primer lugar hay que mencionar al combustor de lecho fluidizado. Este aparato consiste en un lecho mineral inerte a alta temperatura sobre el cual se vierte el combustible granulado mezclado con un reactivo químico también granulado (por ej. dolomita), con una fuerte corriente de aire (o de oxigeno) atravesando el lecho.

En estas condiciones se produce la combustión y simultáneamente la combinación del azufre con el reactivo; a su vez se diseña al sistema de modo que la combustión del carbono se complete en la parte superior del combustor.

Actualmente, la temperatura del gas a la salida del combustor asciende a valores entre 900°C y 1000°C y el rendimiento de la combustión alcanza el 99%.

Para generación de energía eléctrica conviene utilizar un ciclo combinado donde el combustor funcione como cámara de combustión de la turbina de gas, y a su vez se recupere el calor residual en el escape de la turbina con una caldera de vapor que integre el ciclo Rankine.

El combustor de lecho fluidizado en principio es apto para quemar toda clase de combustibles de varias calidades tales como: carbón, petróleo, productos industriales de desecho, etc.

Se han construído algunas instalaciones de ciclo combinado en forma experimental. En

cambio, en el mercado existen ahora varias marcas de calderas de vapor cuya cámara de combustión está constituída por un combustor de lecho fluidizado.

Este sistema tiene un porvenir importante pues admite una gran variedad de combustibles sin que importe la calidad de los mismos, y también permite la mezcla de varios combustibles sin mayor problema.

Por el momento el rendimiento neto de un ciclo combinado a lecho fluidizado es más bien bajo entre un 26% y un 30%. El rendimiento mejorará en el futuro en la medida que la turbina de gas y el combustor de lecho fluidizado admitan temperaturas más elevadas.

Costo actual: U$S 1300/kW en una planta experimental de 26 MW neto + 73,5 t/h vapor a 10,3 bar. (Por extrapolación se llega a U$S 800/kW en una planta de 3000 MW netos).

Se estima que en ciclos de potencia superior a 200 MW netos que utilicen un lecho fluidizado presurizado se podrá generar vapor a 170-240 bar, 538°/538°C para un ciclo Rankine a vapor y para accionar una turbina de gas, a 850°C y una compresión entre 10:1 y 16:1. La turbina de vapor generaría entre 60 y 70 MW (20 a 30% de la potencia neta total).

Otra posibilidad de utilizar carbón consiste en gasificar el carbón y quemarlo luego en la cámara de combustión de una turbina de gas, integrada a un ciclo combinado.

Existe una planta experimental de 100 MW netos que tiene un rendimiento de diseño del 30,5%. Se estima que se podrá llevar dicho rendimiento, mediante mejoras del ciclo, al 32,2%.

Plantas más grandes (500 MW) podrán tener rendimientos del orden del 36%, mediante un ciclo Rankine con recalentamiento intermedio. La evolución de las turbinas de gas hacia temperaturas mayores permite prever que finalmente se alcanzarán eficiencias entre el 39% y el 40%.

Puede funcionar con carbón de 3,5% de azufre sin afectar los reglamentos antipolución americanos. La planta experimental tiene un costo de casi U$S 3000/kW, pero se supone que las plantas grandes tendrán un costo menor.

4.1.3 - Centrales hidráulicas en cursos medianos de agua y minicentrales hidráulicas

En la fase II del estudio de la Consultora Lahmeyer (Cap. XIII) se analizaron posibles aprovechamientos hidroeléctricos en cursos de agua medios, en la cuenca del río Negro y fuera de ella.

En el anexo II del estudio del Ing. Vicente E. Sacco "Actualización de los estudios relativos a la utilización de los recursos hidráulicos de cursos de agua medianos del Uruguay" se analizaron minicentrales hidráulicas.

Referente al estudio realizado por Lahmeyer, se estudiaron diez nuevos aprovechamientos (seis sobre la cuenca del río Negro).

Del análisis de costo-beneficio surge que si el objetivo del proyecto es exclusivamente la generación de energía eléctrica estos proyectos no son rentables, sólo se justificarían en el caso de proyectos múltiples (riego, agua potable, energía eléctrica, etc.).

Referente a las minicentrales, el Ing. Sacco realiza un estudio teórico y llega a la conclusión que éstas son económicas solamente cuando se den situaciones de obras civiles de saltos existentes o de muy bajo costo.

4.1.4 - Fuentes energéticas no convencionales

Como fuentes energéticas no convencionales se entienden las derivadas de la energía eólica, solar, mareomotriz, leña, biomasa, geotérmica, etc. Estas fuentes de energía pueden ser utilizadas para la generación de calor (calefacción, acondicionamiento de aire de edificios, procesos térmicos, industriales, etc.) o de lo contrario, para generación de energía eléctrica. Las fuentes que han logrado un desarrollo mayor desde el punto de vista de las aplicaciones industriales a mayor escala son la energía eólica, la solar (captación directa de la energía radiante proveniente del sol), la energía geotérmica y la biomasa. Si bien las fuentes de energía no convencionales tienen reservas prácticamente inagotables su utilización trae aparejadas dificultades fundamentalmente de índole tecnológica, debido a la baja densidad energética por unidad de superficie o de volumen. Por otra parte, el aprovechamiento de estas fuentes energéticas puede ser realizado únicamente en determinadas circunstancias, tales como cuando está disponible o su intensidad supera cierto umbral mínimo, ya que su almacenamiento, al menos en sus formas básicas no es posible de ser realizado. Precisamente esta característica de las fuentes no convencionales limita, por ejemplo, la producción de energía eléctrica en un sistema dado, a un reducido porcentaje de la potencia total instalada en el mismo. En algunas utilizaciones particulares de las fuentes energéticas no convencionales es posible almacenar los excedentes energéticos en pe

ríodos de disponibilidad para cubrir los períodos de indisponibilidad, uniformizando de esta manera el suministro energético. Por ejemplo, en el caso de la energía eólica, se puede acumular mediante baterías, bombeando agua para su posterior utilización en una turbina hidráulica, comprimiendo aire e introduciéndolo en una caverna, almacenamiento en volantes, utilizando la energía eléctrica generada disociando agua en sus elementos hidrógeno y oxígeno y almacenando el hidrógeno para su utilización como combustible, etc. En el caso de la energía solar se recurre a su almacenamiento en tanques de agua caliente presurizada y utilizando mezclas autécticas de sustancias que funden entre 300 y 500°C.

Todas las fuentes de energía no convencionales, corresponde indicar que se encuentran en un estado de desarrollo diferente, en lo relativo a investigación, pruebas a nivel de prototipos y utilización a escala industrial. Las fuentes energéticas no convencionales de las cuales se esperan las mayores aplicaciones son el aprovechamiento de la energía eólica, captación de la energía radiante solar, energía geotérmica, las plantas OTEC (Ocean thermal energy conversion) y en nuestro medio especialmente la biomasa, en el sentido que estas fuentes energéticas se prestan para la generación de energía eléctrica en escalas de potencias unitarias de interés para su contribución en forma más o menos significativa en un sistema interconectado. Describiremos a continuación el principio y características de funcionamiento de los sistemas para el aprovechamiento de las

fuentes energéticas no convencionales arriba mencionadas.

a) Aprovechamiento de energía eólica

La energía eólica es aprovechada desde tiempos antiguos en los molinos a viento, para molienda de granos y bombeo de agua. Actualmente se utiliza el principio básico del molino de viento para la generación de energía eléctrica (aerogeneradores y "wind-charger").

Los aerogeneradores pueden clasificarse de acuerdo a su capacidad o configuración. Una clasificación en función de su capacidad, si bien resulta de criterios arbitrarios, es en:

1. Pequeños: de 0 a 9 kW
2. Medianos: de 10 a 99 kW
3. Grandes: de 100 a 3500 kW (Actualmente).

De acuerdo a su configuración, pueden clasificarse en:

1. De eje vertical (Darrieus, Savonius).
2. De eje horizontal.

La potencia extraíble del viento es proporcional al cubo de la velocidad y al cuadrado del diámetro del rotor.

De la energía teórica del viento que pasa a través del rotor se aprovecha, dependiendo del diseño y del tipo de aerogenerador, entre un 19 y un 47%.

Los molinos de eje horizontal se utilizan con rotores de tres tipos básicos; comunmente conocidos como "farm" (granja),

"dutch" (Holandés) y "propeller" (hélice). Los dos primeros son de alto par, bajas r. p.m. y de rendimiento pobre, mientras que el último es de máximo rendimiento, bajo par, alta velocidad. En consecuencia, el tipo de aerogenerador de eje horizontal a utilizarse para generación de energía eléctrica utiliza rotor tipo hélice.

Los aerogeneradores de fabricación moderna utilizan entre dos y tres paletas de pase variables a los efectos de optimizar el rendimiento de la máquina en toda condición de servicio. Cada paleta va montada sobre el cubo del rotor de una manera flexible, de modo de permitir la vibración en la dirección del viento, sin transmitir considerables esfuerzos sobre el cubo y la estructura. El movimiento de rotación del rotor se produce por la acción del empuje de sustentación (Lifting) ejercida por la corriente de aire sobre el perfil aerodinámico (del tipo de ala de avión) de la paleta.

Los aerogeneradores de eje vertical más conocidas son el Savonius (desarrollado en la década del 30), consistente en dos cilindros con sus centros desplazados, y el Darrieus (desarrollado en la misma época), el cual en su versión moderna consiste en un rotor con paletas que toman la forma de un cable pesado en rotación.

El rotor Darrieus tiene una eficiencia superior a la del rotor Savonius teniendo como principal inconveniente el de no arrancar por sus propios medios.

La velocidad de rotación del rotor es relativamente lenta, del orden de 40 a 50 r.p.m., dependiendo del tipo y del tamaño del molino. Dado que esta es una velocidad demasiado lenta para accionar el generador, se deberá instalar una caja multiplicadora de velocidad, de modo de aumentar su velocidad convenientemente (a 1500 r.p.m.)

Los multiplicadores de velocidad pueden ser de varios tipos, a saber: trenes de engranajes planetarios, correas, cadenas o sistemas hidráulicos con bomba y motor hidráulico cuando se instala el generador a nivel del suelo. Normalmente para los generadores de gran potencia se utilizan cajas de engranajes.

Se pueden utilizar generadores sincrónicos, de inducción y de corriente contínua (estas últimas para los de potencias menores). El generador más utilizado a nivel de generación eléctrica en un sistema interconectado es el asincrónico.

Los aerogeneradores de gran tamaño requieren un dispositivo de control versátil para realizar las siguientes funciones: orientación del rotor en la dirección del viento, arranque y detención del rotor, control de potencia mediante variación del paso de las paletas, supervisión de los parámetros de funcionamiento del generador, parada por mal funcionamiento o alta velocidad del viento, protección del generador, etc.

El rotor, caja multiplicadora de velocidad y el generador van montados en una cabina elevada, soportada por una torre.

Se utilizan los siguientes tipos de torres: de hormigón armado, metálica, tubular, mástil con riendas y estructura.

A los efectos ilustrativos se mencionan las características principales de un generador COTLAND 2 MW y otro HOWDEN HWP/300 de 300 KW, de diseño y fabricación sueco-germano y británica respectivamente:

ROTOR:	Número de paletas:	2	3
	Diámetro:	75 m	22 m
	Velocidad:	25 R.P.M.	44 R.P.M.
PALETAS:	Longitud:	35 m	
	Material:	acero	laminado de madera y resinas apoxidicas
	Peso de cada paleta:	20 Ton.	
	Perfil:	NACA 64-4XX	NASA CAW-1
TORRE:	Material:	Hormigón armado	Tubo de acero
DIAMETRO EN LA BASE:		10,40 m	4 m
DIAMETRO EN LA CULMINACION:		4,5 m	1,83 m
ALTURA:		80 m	22 m
SALA DE MAQUINAS:			
Engranajes		Planetarios con última etapa cónica a 90°	3 etapas de engranajes

Generador:	Tipo asíncrono	Sincrónico
Potencia Máxima:	2,4 MW	
Potencia Nominal:	2 MW	300 KW
Tensión:	6000 V	415 V
Velocidad:	1512 R.P.M.	1500 R.P.M.
Frecuencia:	50 HZ	50 HZ
Velocidad del viento:		
Mínima:	6 m/s (21,6 km/hr)	5 m/s (18 km/h)
Nominal:	12,5 m/s (45 km/h)	19 m/s (68 km/h)
Máxima:	21 m/s (75,6 km/h)	25 m/s (90 km/h)
De diseño de la estructura:	51 m/s (184 km/h)	67 m/s (241 km/h)

El costo de los prototipos de aerogeneradores de tamaño entre 2 y 3 MW es elevado, del orden de 3500 a 4000 U$S/kW, estimándose que con una producción a escala industrial su costo descendería a aproximadamente 1000 U$S/kW.

En el Uruguay la energía eólica se ha utilizado como una fuente de energía convencional bajo la forma de sistemas pasivos y activos para bombas de agua, ventilación de locales, aerogeneradores eléctricos de baja potencia, propulsión de naves, etc.

Los sistemas activos responden en su totalidad a las características del modelo multipalas americano en el bombeo de agua y del wind-charger en el caso de aerogeneradores.

b) Aprovechamiento de energía solar

Desde el punto de vista de la generación de energía eléctrica a partir de la energía solar, todas las investigaciones realizadas apuntan hacia la utilización de Centrales Térmicas con-

vencionales en las cuales se sustituye el generador de vapor por una "Caldera Solar".

Las instalaciones consisten en una serie de heliostatos que reflejan la energía radiante del sol, dirigiéndola hacia un receptor de energía que cumple al mismo tiempo la función de generador de vapor.

El movimiento de los heliostatos se controla automáticamente en forma individual o centralizada, de modo de seguir la trayectoria solar.

Los heliostatos consisten en un espejo montado sobre una estructura por tanto, con los movimientos adecuados para acompañar al sol.

Los heliostatos se disponen cubriendo en forma de "bosque", una amplia superficie de recolección. El receptor de energía se encuentra montado sobre una torre a una altura conveniente, de modo de recibir eficientemente la energía reflejada por todos los heliostatos. Por esta razón es que a este tipo de central se las designa con el nombre genérico de "Solar Tower" (Torre Solar).

Las instalaciones de aprovechamiento de energía solar se emplazan en las regiones de insolación elevada y uniforme a lo largo del año, del orden de las 1000 W/m^2.

Las centrales actualmente construídas y en funcionamiento, todas ellas en carácter de prototipo, están en el orden de las 1000 KW (Central de Adrano en Italia), Salei Oma (Arizona USA) de 10 MW y la Central de mayor potencia, en la etapa de diseño y prevista para entrar en servicio a mitades de 1987 es la Unidad N° 1 Newman en la Ciudad de E. Paso, Texas, con una potencia de 82,3 MW.

Esta última Central cuenta con un receptor para producir vapor a una presión de 100 bar y 538°C y vapor resobrecalentado a 30 bar y 538°C.

La torre solar está diseñada para proveer el 50% de la potencia total mencionada precedentemente; el restante 50% es producido por una caldera a combustible fósil. A continuación, se dan algunas características principales de esta caldera solar:

Sistema de Captación:

Area del bosque de heliostatos:	109 ha.
Area efectiva de los heliostatos:	170886 m^2
Número de heliostatos:	2998

Receptor Primario:

Tipo: Externo
Circulación: asistida
Tamaño: 11,6 x 15,8 (diámetro por altura)

Receptor de resobrecalentamiento

Tipo: externo (tubos verticales)
Tamaño: 14,5 x 13,1 (diámetro por altura)

Torre

Número de Torres: 1
Altura al receptor primario: 155m
Altura al receptor de resobrecalentamiento: 140m

c) Plantas OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion)

Las plantas OTEC aprovechan el salto de temperaturas en el agua de mar a nivel de superficie y el agua a grandes profundidades, del orden de 700 a 800 metros, para generar energía eléctrica según un ciclo térmico convencional con turbina de vapor.

En este ciclo la caldera es sustituída por un evaporador, en el cual, mediante el calor del agua toma

da a nivel de la superficie del mar, cuya temperatura, variable en función del emplazamiento, es del orden de 20 a 30°C, se evapora el fluído que evoluciona a través del ciclo, normalmente propeno, refrigerante, R 22, o amoníaco. El vapor del ciclo se expande en una turbina entregando energía mecánica al alternador, condensado en un condensador refrigerado por el agua de mar fría tomada a gran profundidad. La temperatura del agua fría varía entre 5 y 7°C.

Como se comprende lo anteriormente expuesto este tipo de plantas ofrece su mayor interés en zonas donde la temperatura superficial del agua es elevada, es decir, las zonas ecuatoriales. Aún así, la eficiencia global del ciclo no supera el 2,5 a 3 por ciento.

En el momento actual existen únicamente estudios y proyectos de plantas OTEC de 100 a 400 MW, existiendo una planta piloto Nauro Island (Japón), de 100kW.

d) Generación Geotérmica

Los sistemas de aprovechamiento de la energía geotérmica utilizan el calor de la tierra a grandes profundidades. En algunos casos se aprovecha directamente el vapor de agua natural extraído de los pozos, y en otros se utiliza un generador de vapor intermedio para producir vapor de agua limpio a partir del natural.

En este momento hay una gran cantidad de plantas construídas y en servicio como por ejemplo Larderelle (Italia) de 400 MW, The Geisers (California USA) con una capacidad prevista de 1200 MW (actualmente 500MW), Wairakei (Nueva Zelandia) de 160MW. Cerro Prieto (México) 75 MW y muchas otras de potencias inferiores.

e) Combustión directa de leña y biomasa

Las centrales termoeléctricas que utilizan la combustión directa de leña y biomasa, como también desechos sólidos municipales constituyen una tecnología conocida.

La utilización de la madera como combustible, puede encararse desde dos puntos de vista: disponibilidad de residuos y desperdicios provenientes de industrias madereras, y como combustible proveniente de bosques naturales o artificiales y utilizado como tal sin previa industrialización.

Dados los altos costos de los combustibles derivados del petróleo, hay circunstancias que aconsejan la utilización de la madera como combustible. Por ejemplo, en las industrias que utilizan la madera como materia prima (aserraderos, grandes carpinterías, fábrica de papel, tanino, etc.), dejan como sobrantes de escaso valor desecho en forma de recortes, virutas, aserrín, cortezas, etc., que pueden representar en algunos casos del 30 a 50% de la materia prima original. En algunos casos la disponibilidad de estos residuos puede ser suficiente como para satisfacer las necesidades de energía térmica y eléctrica internas de la planta y constituye una excelente oportunidad económica adaptar el generador de vapor a estos combustibles. La viabilidad económica de la utilización de residuos de madera dependerá de cada caso concreto, requiriéndose en cada caso específico un estudio técnico-económico.

En el caso de utilización de la madera como combustible para generación de vapor para energía eléctrica, aparecen varios problemas a considerar, tales como: ubicación de la central de generación res

pecto a los lugares de aprovisionamiento de combustible, transporte, almacenamiento, disposición final de las cenizas, contaminación ambiental, etc.

Es conveniente desde el punto de vista del rendimiento del ciclo que la Central Termoeléctrica se ubique adyacente a una fuente de agua de caudal importante, mientras que por otra parte surgen claras ventajas en que estuviera cercana a los bosques de abastecimiento de madera; esta solución no son siempre compatibles entre sí, por lo cual los eventuales costos del transporte merecerán especial atención como integrantes del costo final del combustible.

Con respecto al poder calorífico de la madera se debe tener en cuenta que el mismo es prácticamente igual para los distintos tipos de maderas secas, pudiendo fijarse como promedio aproximado en 4500kcal/kg. Las maderas resinosas (pinos) o muy compactas (quebracho), pueden alcanzar valores del orden de 5000 kcal/kg. Estos valores se verán sensiblemente disminuídos con el contenido de humedad, pasando los valores del poder calorífico entre 1800 a 2500 kcal/kg, por lo cual, y al solo efecto de establecer valores de comparación, suponiendo una caldera de una central térmica de 100 MW, con un rendimiento global del ciclo de aproximadamente 30%, el consumo de leña, referido al combustible tal cual se trae del bosque, sería de unas 145 toneladas por hora, equivalentes a 3480 toneladas diarias.

Obviamente, a los efectos de disminuír el peso de combustible a transportar, se podría secar el combustible previo a su transporte, con lo cual el peso se reduciría aproximadamente a un 60% de la cifra anterior.

En principio los sistemas de transporte que podrían utilizarse son: por vía acuática, terrestre o una combinación de ambos.

El transporte por vía acuática puede realizarse aprovechando el curso de alguna vía fluvial existente, dejando que la propia corriente arrastre los troncos, o mediante barcazas. El transporte por vía terrestre, por camiones o por ferrocarril. Dados los volúmenes a manejar, el uso de camiones no resulta muy conveniente, casi prohibitivo.

Otro problema importante es el del almacenamiento del combustible en el predio de la central, a los efectos de mantener una reserva. Por ejemplo, para una reserva de un mes a plena carga, se almacenarían en la central unas 110.000 toneladas de madera, equivaliendo a un volúmen de 220.000 m^3, apilando a una altura de 2 metros, se requerirían 110.000 m^2 de superficie, mas un 20% de espacios de circulación o sea 13,2 hás.

La plantación de árboles de rápido crecimiento (6 a 8 años) y por lo tanto de turnos cortos de explotación para combustión directa y producción de energía eléctrica presenta muy buenas perspectivas para nuestro país.

Esto se debe a que poseemos un alto potencial forestal que debe ser desarrollado, como en las existencias de suelos muy aptos, condiciones climáticas adecuadas, especies perfectamente adaptadas que permiten un alto rendimiento con bajos costos de producción.

Actualmente la madera participa con el 20% en la demanda energética total, a pesar de un muy bajo potencial forestal existente. Este potencial con montes naturales (600.000 hás.) y arti

ficiales (160.00 hás.), ocupa solamente 4% del territorio nacional.

Según una comparación internacional, este porcentaje es el más bajo de todo el continente latinoamericano.

Los montes artificiales, plantados en su mayoría con el propósito de protección del ganado, suelo, etc. se caracterizan por una dispersión desfavorable de las superficies; los grandes montes convenientes para el uso energético (superficie de - mas de 50 hás. que economizan los costos de explotación) representan solamente la tercera parte del potencial total.

Considerando las distintas alternativas de uso de una fuente energética tan versátil como la leña no es posible especificar la magnitud de la fracción que se destinará a la generación eléctrica pero indudablemente es una opción muy importante a tener en cuenta.

4.1.5 Centrales Nucleares

4.1.5.1. Generalidades

La energía nuclear es energía proveniente de determinados procesos físicos de los núcleos atómicos a través de los cuales una pequeña parte de la masa de dichos núcleos se convierte en grandes cantidades de energía. La fisión de núcleos atómicos pesados resultó ser el proceso físico apropiado para la generación de energía, ya que es factible obtener reacciones en cadena automantenidas relativamente fáciles de controlar.

El uranio-235 es el único núclido pesado natural que tiene la propiedad de fisionar al capturar un neutrón de baja energía; en el proceso emite de 2 a 3 neutrones más, permitiendo entonces la continuación de la reacción y una elevada cantidad de energía (200 Mev/fisión).

El uranio es relativamente abundante en la naturaleza y un 0.7% del mismo está formado por el isótopo de número de masa 235. Aprovechando los neutrones liberados en la fisión es posible crear nuevos núcleos físiles a partir de otros elementos pesados tales como el Pu-239 a partir del U-238 (que constituye aproximadamente el 99.3% del uranio existente en la naturaleza) y el U-233 que se crea a partir del Th-232 elemento más abundante que el uranio.

De esta forma es posible generar energía a partir de los elementos pesados en cantidad suficiente como para satisfacer los requisitos energéticos mundiales por largos períodos de tiempo.

La energía liberada en la fisión se manifiesta en su mayor parte como energía cinética de los productos

de la fisión (2 núcleos livianos y neutrones) y el resto en forma de radiaciones y decaimiento radiactivo posterior de los núcleos resultantes. Dicha energía cinética se convierte en calor.

El calor se genera fundamentalmente en los elementos combustibles que constituyen el núcleo del reactor. Dicho calor es extraído del núcleo del reactor por un fluido refrigerante (agua, gas, líquido orgánico o metal líquido) y luego se usa, en una central nuclear, para alimentar un ciclo térmico convencional que genera la energía eléctrica, cuyo fluido de trabajo es generalmente agua.

Hay centrales nucleares que funcionan en un ciclo directo, es decir que el fluido refrigerante cede posteriormente parte del calor extraido del reactor, al expandirse en la turbina (ejemplo: reactor tipo BWR). Otras centrales son de ciclo indirecto, o sea que el refrigerante cede el calor extraído del núcleo a un fluido de trabajo, en un intercambiador de calor (Ejemplo: reactor tipo PWR).

El turbogrupo de una central nuclear es esencialmente similar al de una central térmica convencional.

Los reactores refrigerados por agua tienen la temperatura máxima de operación limitada por las propiedades de dicho fluido. Por lo tanto, el vapor suministrado al turbogrupo en dichas centrales es saturado o levemente sobrecalentado. Esto obliga a realizar extracciones de vapor y separaciones del agua condensada para evitar una erosión y corrosión excesiva en las etapas de baja presión.

4.1.5.2. Situación actual y perspectivas de la tecnología de centrales nucleares.

La tecnología energética nuclear ha evolucionado hasta el punto de resultar una alternativa segura y económica al abastecimiento energético mundial.

Según datos recientes (30 de junio de 1985) se encuentran en el mundo más de 342 centrales nucleares en operación, 175 en construcción y al menos 114 planificadas.

En la tabla siguiente se indica el número de centrales clasificadas por tipo de central (ver cuadro 4.1.5-1) y la capacidad total en MW(e).

TIPO DE CENTRAL	EN OPERACION	EN CONSTRUCCION	PLANIFICADAS
PWR	176 (133.444)	118 (111.963)	78 (74.012)
BWR	72 (54.107)	24 (22.678)	2 (1.723)
PHWR	22 (11.812)	16 (9.402)	8 (3.340)
CGR	35 (6.412)	-- ---	- ---
AGR	9 (5.140)	5 (3.130)	- ---
LWGR	20 (13.577)	8 (9.100)	10 (13.100)
FBR	4 (1.160)	2 (1.495)	4 (3.380)
HTR	1 (330)	1 (296)	- ---
OTROS TIPOS	3 (310)	1 (35)	- ---
NO DEFINIDOS	_ ___	_ ___	12 (10.406)
TOTALES	342 (226.292)	175 (158.099)	114 (106.461)

Las centrales nucleares que actualmente constituyen el mercado mundial con potencia entre 600 y 1400 MW(e) pueden clasificarse en tres grandes grupos:

1. Centrales provadas y disponibles para exportación.

2. Centrales probadas pero no disponibles actualmente para exportación.

3. Centrales avanzadas y parcialmente probadas.

Dentro de cada grupo se clasifican en distintas tecnologías según sus características técnicas.

GRUPO	TIPOS
1	PWR, BWR, PHWR
2	GCR, AGR, LWGR
3	FBR, HTR

Como se observa en el primer cuadro las centrales del grupo 1 son las más abundantes y representan un alto porcentaje de la capacidad de generación nucleoeléctrica instalada en el mundo (86.4%).

En cuanto a las centrales del grupo 2 en sus respectivos países de origen están siendo reemplazadas por centrales del grupo 1.

Los reactores tipo GCR fueron sustituidos por el PWR en Francia y el AGR en Gran Bretaña donde actualmente se intenta sustituirlo a su vez por el PWR. No ha sido tomada una decisión definitiva al respecto ya que se está realizando una encuesta pública referente a la seguridad de la primera central PWR inglesa (Sizewell-B). De todos modos Gran Bretaña no tiene planificado construir nuevos reactores tipo AGR.

El último reactor tipo GCR se comenzó a construir en España en 1967 y comenzó su operación comercial, en 1982. Los últimos reactores de tipo AGR (4 unidades de 600 MWe)) se comenzaron a construir en 1984. (Heysham y Torness, Gran Bretaña).

Las centrales clasificadas dentro del grupo 3 son objeto actualmente de programas de investigación y desarrollo. Hay prototipos funcionando satisfactoriamente y se espera el establecimiento de dichas tecnologías como probadas y disponibles para exportación en el futuro. Los reactores tipo FBR tienen la característica de poder convertir el uranio 238 en plutonio 239 (isótopo físil) con una relación de conversión superior a la unidad; lo que significa que crea más plutonio que el que consume y permite por lo tanto aprovechar prácticamente la totalidad del uranio natural permitiendo generar alrededor de 70 veces más energía que los reactores térmicos actuales con los mismos recursos uraníferos. Los reactores tipo HTR pueden convertir el torio 232 en uranio 233 (isótopo físil) con factores de conversión próximos a la unidad permitiendo el empleo del torio como combustible nuclear. Otros tipos de reactores permiten también la utilización del torio con rendimientos elevados; en particular los reactores moderados con agua pesada (PHWR) debido a la buena economía neutrónica.

La experiencia mundial en operación de centrales nucleares suma más de 3500 años reactor. No se ha registrado ningún accidente en una central nuclear en operación que haya causado pérdida de vidas humanas. Este hecho habla por sí sólo de la seguridad y los elevados standards de operación de las centrales nucleares en el mundo. Las normas de seguridad actualmente vigentes exigen salvaguardias de ingeniería diseñadas de modo de poder contener los elementos radiactivos que se encuentran en el reactor nuclear, aún en caso de los mayores accidentes creíbles y la probabilidad de que ocurra una liberación de material radiactivo suficiente como para comprometer la seguridad del público debe ser, por diseño, menor que una vez cada 10^6 años.

La mayor parte de los países desarrollados poseen centrales nucleoeléctricas. Estos países cubren actualmente un porcentaje significativo y creciente de sus necesidades de energía eléctrica con centrales nucleares. Dentro de los países desarrollados son muy pocos los que no poseen centrales nucleares en funcionamiento y en dichos casos hay razones particulares que van desde motivos políticos (Austria) al reducido tamaño de la red (Luxemburgo) y gran abundancia de fuentes energéticas alternativas baratas (Noruega). En varios países desarrollados ha disminuido el ritmo de construcción de centrales nucleares debido a diversos motivos de entre los cuales se destacan:

a. Crecimiento de la demanda reducido, con respecto a las previsiones.

b. Encarecimiento de las centrales debido a varias razones, en particular a normas de seguridad más estrictas e incrementos en los plazos de construcción y en las tasas de interés.

Varios países desarrollados - Francia, Japón, Bélgica y Finlandia, por ejemplo, tienen un programa nucleoeléctrico pujante, y planean cubrir un elevado porcentaje (70-80%) de sus necesidades de energía eléctrica con generación nuclear. En el año 1984 en Francia el porcentaje nuclear de la energía eléctrica generada superó el 60%.

En los países en vías de desarrollo, en cambio, la evolución hacia la generación nucleoeléctrica no ha alcanzado la misma magnitud. A diciembre de 1984, solamente 12 países en vías de desarrollo poseían centrales nucleares en operación y el porcentaje de la generación nucleoeléctrica mundial que representan es el 5.5%. El porcentaje de generación nucleoeléctrica re-

ferido al total generado, en dichos países, es también relativamente reducido.

Las causas son fundamentalmente, a criterio del OIEA,

a) Dificultad de financiar desarrollos eléctricos que impliquen grandes inversiones debido a la reducida capacidad de endeudamiento y al incremento de las tasas de interés.

b) Falta de infraestructura adecuada para desarrollos nucleares.

Se concideran centrales nucleares de pequeña y mediana potencia a aquellas cuya potencia neta es inferior a los 600MW(e)

Razones de economía de escala hacen que dichas centrales no resulten ventajosas (desde el punto de vista económico) por lo tanto la tendencia actual es desarrollar y construir centrales tan grandes como sea tecnicamente factible.

Hay pocas centrales de pequeña potencia actualmente en construcción (solamente en la India para uso propio y construidas por la URSS para países de su área de influencia). Sólo las centrales soviéticas de 440 MWe se encuentran disponibles para exportación.

Las redes de distribución eléctrica de muchos países en desarrollo son pequeñas y no pueden, por lo tanto, resistir grandes centrales.

Sin embargo debido a la disminución de la demanda de centrales nucleares en los países desarrollados, la industria nuclear muestra un creciente interés en el desarrollo de centrales nucleares de pequeña y mediana potencia (SMPR-Small and Medium Power Reactors).

El Organismo Internacional de Energía Atómica patrocina dichas iniciativas con el fin de que más países puedan beneficiarse con la energía nuclear.

Como resultado del análisis de la situación actual y perspectivas futuras de los reactores SMPR que realizó el OIEA se constata que practicamente todos los países y empresas proveedoras de centrales nucleares están dispuestos a ofrecer al mercado reactores de potencia menor a 600 MWe, además de las unidades mayores. Los diseños disponibles cubren una amplia gama de conceptos: PWR, BWR, CGR, HTR. Algunos diseños se basan en centrales que operan desde hace muchos años, otros son diseños nuevos basados en la experiencia adquirida con prototipos o con reactores de propulsión naval, encontrándose la mayoría de ellos en el orden de los 300 MWe.

Existe amplia información técnica disponible, pero la información relativa a costos de inversión y demás parámetros económicos resulta escasa. No hay valores referidos a contratos específicos. Sin embargo se estima que los costos unitarios de inversión de una central de 300 MWe serían del orden de un 20-30% mayores a los de una central de 600 MWe.

Debe considerarse también que la complejidad de un programa nuclear así como las grandes inversiones requeridas y los estrictos requisitos de seguridad hacen necesario crear una infraestructura nacional específica al programa nuclear, difícil de encontrar en cualquier otro contexto.

4.1.5.3. Ciclo de Combustible

Actualmente, varios países desarrollan los procesos necesarios para el ciclo de combustible, a escala industrial. La adopción de centrales nucleares basadas en reactores de uranio enriquecido -agua liviana- implica necesariamente la seguridad del suministro de uranio enriquecido y como alternativa se considera el uso de reactores moderados con agua pesada y uranio natural, lo que a su vez conlleva al problema del abastecimiento del agua pesada.

a) Suministro de Uranio

Un análisis de la capacidad de producción mundial y de los recursos estimados indica que el suministro sería adecuado para atender la demanda hasta bastante después del año 2000.

Es posible un aumento del precio del uranio porque será necesario realizar grandes esfuerzos en la explotación de nuevos yacimientos, lo que actualmente no resulta económico.

En los últimos años la reducción de la demanda de uranio con respecto a las previsiones causó una caída del precio debida al sobredimensionamiento de las facilidades de producción.

Australia y Canadá son actualmente los principales productores y exportadores de Uranio del mundo occidental con una capacidad de procucción por año de casi 30.000 toneladas.

b) Suministro de Servicios de Enriquecimiento

La situación es similar a la del suministro de uranio natural habiendo exceso de capacidad y de oferta. El procedimiento más utilizado es el de difusión gaseosa que se aplica a escala industrial en 4 países, sin embargo los sistemas basados en centrifugación ya han comenzado a funcionar en escala industrial. Por ejemplo las plantas en EE.UU. funcionaron a sólo el 35% de la capacidad nominal de 17.200.000 SWU (Unidades de trabajo de separación) por año, en 1982. En Europa también hay instalada una importante capacidad de enriquecimiento, en parte resultado de acuerdos multinacionales tales como el proyecto EURODIF y el proyecto URENCO.

Se están investigando otras técnicas de separación tales como toberas (Brasil-Alemania) y separación por laser (EE.UU.).

c) Fabricación de Elementos Combustibles

La mayoría de los reactores de potencia que operan actualmente son refrigerados por agua y usan como combustible el UO_2.

Al menos 11 países realizan elaboración industrial de elementos combustibles para reactores de potencia.

Debido a estrictos programas de garantía de calidad, los elementos combustibles son muy confiables.

d) Gestión de combustible irradiado

Los países más desarrollados han acumulado una importante experiencia en dicha gestión (almacenamiento, transporte y procesamiento). Actualmente, la mayor parte del combustible irradiado se halla almacenado en piletas de agua en las mismas centrales; parte del combustible irradiado está almacenado en depósitos húmedos fuera de las centrales, y una pequeña parte de éste ha sido reprocesado.

Aún cuando se consideran las plantas de reprocesamiento proyectadas, la capacidad será insuficiente para reprocesar todo el combustible al menos hasta el año 1990.

Se estima que en Europa en el año 1990 habrá unas 10800 toneladas de uranio en forma de combustibles irradiados.

El sistema de reprocesamiento adoptado en casi todos los casos es el de extracción con solventes tipo PUREX y las plantas de reprocesamiento existentes

han tenido un impacto ambiental despreciable.

Algunos países han tomado como política, no reprocesar el combustible, recurriendo entonces a un almacenamiento intermedio y reservándose posibilidad de evacuación definitiva de los elementos combustibles en caso de que el reprocesamiento no resulte económicamente favorable en el futuro.

4.1.5.4. Estructura de costos de centrales nucleares

a) Costos de Capital e Inversión: son la suma de todos los costos incurridos en el diseño, licenciamiento, fabricación, construcción y puesta en marcha de una planta.

Estructura de costos de capital e inversión de una central nuclear.

Costo directo:
- Preparación del emplazamiento y estructuras
- Isla Nuclear (Reactor y generadores de vapor)
- Turbogrupo
- Sistemas eléctricos
- Otros equipos y sistemas

Costo indirecto:
- Dirección de la construcción, equipamiento y servicios.
- Servicios de ingeniería de proyecto.
- Servicios de Ingeniería en planta.

COSTO DE BASE = COSTO DIRECTO + COSTO INDIRECTO

+ Costos de la entidad responsable
+ Repuestos
+ Imprevistos
= COSTO PRIMARIO

+ Servicios de deuda durante la construcción
+ Inflación
+ Servicios de deuda sobre la inflación
= COSTO TOTAL DE CAPITAL E INVERSION

En el diagrama anterior no se considera:

- inventario inicial de combustible
- inventario de agua pesada
- costo del terreno
- impuestos y recargos aduaneros
- costo de desarrollos en infraestructura

Dichos items deben considerarse en los contextos en que sean aplicables.

La tabla está de acuerdo con la estructuración empleada por el Organismo Internacional de Energía Atómica.

b) Costos del ciclo de combustible

Los costos se clasifican en: Anteriores a la irradiación en la planta nuclear y Posteriores, que son los costos de la gestión de combustible irradiado. El aprovechamiento del Uranio y del Plutonio extraído del combustible irradiado, en el reprocesamiento del mismo se consideran como un crédito dentro de los costos posteriores. Se consideran como costos indirectos los servicios de deuda (intereses) sobre los costos directos.

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL CICLO DE COMBUSTIBLE

	REACTORES DE URANIO NATURAL	REACTORES DE URANIO ENRIQUECIDO
COSTOS ANTERIORES	- Uranio Natural	- Uranio Natural
	----	- Conversión a UF_6
	----	- Enriquecimiento
	- Fabricación del Combustible	- Fabricación del Combustible
	- Transporte	- Transporte
COSTOS POSTERIORES	- Almacenamiento y transporte del combustible irradiado	- Almacenamiento y transporte del combustible irradiado
	- Reprocesamiento	- Reprocesamiento
	- Crédito por el plutonio	- Crédito por el plutonio
	----	- Crédito por el uranio
	- Gestión de Residuos	- Gestión de Residuos

COSTOS DIRECTOS = COSTOS ANTERIORES + COSTOS POSTERIORES

COSTOS INDIRECTOS = INTERESES SOBRE LOS COSTOS DIRECTOS

COSTOS TOTALES = COSTOS DIRECTOS + COSTOS INDIRECTOS

c) Costos de Operación y Mantenimiento

La tabla que sigue indica la estructura de costos de operación y mantenimiento que usa el OIEA con fines de comparación de costos para diferentes lugares y centrales. Nó-

tese que algunos de dichos costos son fijos (independientemente de la operación de la planta nuclear) mientras que otros pueden considerarse variables por depender de los días de operación de la central.

CATEGORIA DEL COSTO	DESCRIPCION
Salarios	Personal de la Central Nuclear y Administrativos.
Costos de Operación y Mantenimiento, materiales, equipos, reparaciones.	Materiales y equipos requeridos para reparar y reemplazar equipos de la central nuclear, materiales consumibles y gastos varios.
Seguros	Primas de seguros sobre propiedad y responsabilidad frente a daños a terceros.
Inspección	Costos de inspecciones de rutina y programa de Garantía de Calidad en operación.
Servicios contratados	Costo de tareas de mantenimiento y reparación realizadas por personal no perteneciente a la planta.
Otros costos	Todos los costos imputables a la operación y mantenimiento de la Central Nuclear que no puedan incluirse en las categorías anteriores.

No se han considerado los costos debidos a impuestos locales y nacionales ni el costo del agua por depender casi exclusivamente del emplazamiento de la Central.

d) Costos de desarrollos de infraestructura

Muchas actividades necesarias para la implementación de un programa nucleoeléctrico requieren gastos que no son incluidos normalmente en el costo de la energía generada.

Estas actividades son:

- Estudio de Planificación
- Investigación científica y desarrollos de soporte al programa nuclear.
- Desarrollo de recursos humanos a todo nivel, exceptuando el entrenamiento del personal que va a operar la planta.
- Desarrollo de infraestructuras nacionales (Gubernamentales, regulatorias, industriales, de enseñanza)
- Promoción de la participación nacional en el plan nucleoeléctrico.
- Transferencias de tecnología.
- Costos regulatorios y de licenciamiento

Es discutible si dichos costos deben ser cargados o no a la o las primeras centrales nucleares dentro de un plan nuclear a largo plazo.

Debe tenerse en cuenta también que las actividades anteriormente mencionadas redundan en beneficios, ya que contribuyen al desarrollo global del país. Un procedimiento usual es asumir que los costos de desarrollo e infraestructura se compensan con los beneficios que dicho desarrollo produce.

4.1.5.5. Costos comparativos

Es difícil hacer comparaciones generales de costos de electricidad generada por plantas nucleares, de petróleo o carbón debido a que las estimaciones de inversiones de capital y costos de combustibles futuros son muy inciertas. Además, las condiciones técnicas y económicas que prevalecen en un país y en un lugar específico pueden involucrar costos que se apartan sustancialmente de los datos de referencia usados en el análisis general.

Esto es particularmente cierto para los parámetros económicos tales como tasas de actualización y escalamiento usados para deducir los costos totales de inversión de capital y los costos locales de combustibles.

Los análisis generales tienen pues aplicabilidad y validez muy limitadas.

Las tablas I, II y III contienen los datos usados comúnmente por el OIEA en sus análisis económicos generales. Las tablas corresponden respectivamente a costos de combustibles, de operación y mantenimiento y de inversión.

La economía de escala es particularmente importante para costos de inversión de capital de plantas nucleares.

Los costos de operación y mantenimiento presentan un comportamiento similar. Por el contrario, los costos de combustibles son prácticamente independientes del tamaño de la planta.

Los costos de inversión de capital para plantas nucleares menores de 600 MW son inciertos.

Los costos indicativos del kWh generado por plantas nucleares, de carbón, y de petróleo se indican en la figura siguiente.

Los valores son el resultado de cálculos basados en los datos de las tablas I, II y III.

Los costos del KWh se expresan en función del tamaño de la planta utilizando como parámetros el costo de inversión de capital para cintrales nucleares y èl costo de combustible para centrales de carbón y petróleo. Estos son los dos factores principales que inciden en los costos respectivos del KWh y que afectan por lo tanto la competitividad entre plantas nucleares y plantas de combustibles fósiles.

a) Uno de los factores a tener en cuenta en el estudio comparativo de costos , es el factor de carga de las centrales en consideración. Se define como factor de carga la relación entre la energía realmente generada por la planta en un año y la energía que habría generado si operara a potencia nominal, continuamente, durante un año.

En el Anexo II se incluye una tabla de factores de carga promedio por tipo de reactor. Otro factor de importancia es el servicio de la deuda contraída, que sumada a la inflación que incrementa los costos de capital y a períodos de construcción largos (característicos de centrales nucleares), causa incrementos sustanciales en los costos.

Se debe suponer que la inflación va a afectar también a las fuentes alternativas a la opción nuclear y, por lo tanto , del punto de vista económico, de deben realizar los estudios comparativos a valores contantes.

Por el contrario, en el estudio financiero, se debe considerar la inflación para determinar el monto de las erogaciones futuras.

Finalmente, se debe considerar la vida útil de la central, ya que influye en el cálculo del retorno de la inversión y del monto de depreciación anual (y por lo tanto en el costo de la energía generada).

b) Conclusiones

El costo total de la generación nucleoeléctrica se compone de cargas fijas debidas a la inversión, el costo del combustible y los costos de operación y mantenimiento., Según el criterio adoptado, puede sumarse o no un cargo fijo para amortizar los costos de desarrollo de infraestructura. Una aproximación útil para determinar el costo del KW.h generado es suponer que la energía generada por la planta produce entradas cuyo valor es equivalente al valor presente de todos los gastos incurridos en la instalación y operación de la central nuclear. Dicho criterio es el normalmente usado por el O.I.E.A. con fines comparativos. No se intenta en este estudio evaluar los distintos costos, ya que éstos sufren importantes variaciones en el tiempo y no es seguro que las conclusiones que se obtengan en el momento en que nuestro país deba tomar una decisión firme en cuanto a adoptar o no la generación nucleoeléctrica , coincidan con las actuales.

Sin embargo, toda la información disponible tanto derivada de la experiencia operativa de las Centrales Nucleares como de estudios, análisis económico y estimaciones indica que las Centrales Nucleares son actualmente competitivas con fuentes térmicas

alternativas, en particular con hidrocarburos pero también con carbón a menos que éste esté disponible a muy bajo costo.

Todo indica que esta situación de competitividad se seguirá manteniendo en el futuro.

Cuadro 4.1.5-1 Tipos de Centrales Nucleares

Sigla	Traducción	Descripción de Refrigerante	Moderador	Combustible
PWR	Reactor agua Presurizada	Reactor contenido en un recipiente de presión con agua liviana.	Agua liviana, mismo circuito que el refrigerante	U enriquecido al 2-3% (Pastillas de UO_2 en vainas de Zircalloy)
PHWR	Agua Pesada Presurizada	Reactor refrigerado por agua pesada circulando en tubos de presión. En casos particulares se ha usado recipiente de pres.	Agua pesada con circulación independiente de refrigerante	U natural (pastillas de UO_2 con vainas de Zircalloy) Carga en operación.
BWR	Reactor de Agua en Ebullición	Recipiente con agua saturada a presión y separador de vapor integrado	Agua liviana que actúa también como refrigerante	U enriquecido al 2-3% (Pastillas de UO_2 en vainas de Zircalloy)
AGR	Reactor de Grafito-Gas Avanzado	Reactor refrigerado por gas CO_2 a presión de apróximadamente 40 ata.	Grafito	U enriquecido (Pastillas de UO_2 envainadas en Acero Inoxidable)
LWGR	Reactor de Agua Liviana Moderada con Grafito	Reactor refrigerado por agua liviana en ebullición	Grafito	U enriquecido al 1.5-2%. Carga en operación
HTR	Reactor de Alta Temperatura	Reactor refrigerado por Gas (He) con temperatura de salida en el orden de los 1000°C. Tipo de lecho fluidizado. Bolillas de combustible recubiertas de grafito	Grafito	Oxidos Mixtos UO_2 $^{232}THO_2$ La primera carga requiere U enriquecido al 90%
FBR	Reactor Reproductor Rápido	Reactor refrigerado por Na líquido	No necesita	Oxidos mixtos UO_2 y PUO_2 Pastillas en vainas de acero inoxid.

Cuadro 4.1.5-2

RESUMEN DE RESULTADOS PARA EL CUADRO 4.1.5.-3

1. Nuclear

Módulo (MW)	Referencia Nuclear AC ($/kW (e))	
	Bajo	Alto
100	4410	7825
200	3345	5050
300	2800	4270
400	2350	3735
600	2160	3245
900	1780	2670
1200	1495	2250

2. Carbón

Módulo (MWe)	Referencia CIC ($/kW(e))	30 $/t	60 $/t	90 $/t
300	1940	1975	2600	3220
600	1580	1620	2240	2860
900	1425	1460	2085	2705
1200	1305	1340	1965	2585

3. Petróleo

Módulo (MWe)	Referencia CIC ($/kW(e))	25 $/bbl	35 $/bbl	45 $/b
300	1570	3625	4680	5735
600	1210	3270	4325	5380
900	1090	3145	4200	5255

Cuadro 4.1.5-5

SITUACION DE LA ENERGIA NUCLEAR A FINES DE 1983

País	En operación		En construcción		Electricidad suministrada por reactores nucleares en 1983	
	N° de unidades	Total (MW(e)	N° de unidades	Total (MW(e)	TW h(e)	% del total
Argentina	2	935	1	692	2.4	(5)
Bélgica	6	3473	2	2012	22.8	45.7
Brasil	1	626	1	1245	0.7	
Bulgaria	4	1632	2	1906	12.3	32.3
Canadá	15	8303	8	5925	46.3	12.9
China			1	300		
Cuba			2	816		
Checoeslovaquia	2	762	9	4354	5.7	8.0
Finlandia	4	2206			16.7	41.5
Francia	36	26903	25	29200	136.9	48.3
Alemania Rep. Dem.	5	1694		(11)		(12)
Alemania Rep. Fed.	16	11110	11	11908	62.4	17.8
Hungría	1	408	3	1224	(2)	(10)
India	5	1030	5	1100		
Italia	3	1232	3	1999	5.6	3.2
Japón	28	19023	10	10022	106.5	(20)
Corea	3	1789	6	5474	9.0	18.4
México			2	1308		
Holanda	2	501			3.4	5.9
Pakistán	1	125			0.9	
Filipinas			1	621		
Polonia			2	880		
Rumania			2	1320		
Sudafrica			2	1842		
España	6	3760	9	8369	10.2	9.1
Suecia	10	7355	2	2100	39.1	36.9
Suiza	4	1940	1	942	14.8	29.3
Taiwán, China	4	3110	2	1814	(18)	(36)
Reino Unido	35	8304	7	4252	43.9	17.0
USA	80	63315	49	54228	292.0	13.0
URSS	43	20671	41	38001	(113)	(8)
Yugoeslavia	1	632			3.7	(6)
Total	317	190839	209	193854	(1000)	(12)

Fuente: Sistema de información de Centrales Nucleares del OIEA

Nota: Valores en paréntesis son estimaciones del OIEA

4.2 - Consideraciones sobre las opciones no nucleares de equipamiento eléctrico.

4.2.1..-Comentarios preliminares

Los principios de seguridad de suministros, independencia energética y economicidad, es decir de máxima autarquía, han de ser, seguramente base de la futura política energética nacional, particularmente la electroenergética. Por lo tanto se hace necesario estudiar las distintas opciones de equipamiento eléctrico en base a recursos nacionales y no convecionales.

4.2.2 -Centrales térmicas en base a recursos convencionales importados

Es amplia la gama de alternativas de equipamientos competitivos con la nucleoelectricidad. Entre ellas, se mencionan, sin mayores comentarios por ser ya suficientemente conocidos:

-Las centrales térmicas convencionales base fuel-oil residual o coke de petróleo, serán de operación que se supone crecientemente costosa en función del progresivo agotamiento de los hidrocarburos y la evolución esperada del mercado mundial. De cualquier forma deberá ser combinada razonablemente la producción de las refinerías con todos los sectores del consumo.

- Las centrales del "ciclo combinado", base fuel-oil residual mejorado, solución de menor costo de instalación pero de mayor costo operativo a la cual caben las mismas consideraciones anteriores.

- Las centrales térmicas convencionales a carbón mineral importado, que podrían resultar económicamente convenientes de obtenerse bajos costos del combustible, pero a pesar de ser un recurso mundialmente abundante, con diversidad de calificados proveedores potenciales, incluso en el área latinoamericana (fundamentalmente Colombia), tiene diversos inconvenientes, entre los cuales:

  . Su mayor costo de instalación, sensiblemente más alto que en el caso de centrales a fuel-oil debido a las instalaciones para movimiento y molienda del carbón, equipos para el tratamiento descontaminante de efluentes (desulfurización de humos, por ejemplo), y otras.

  . Sus requerimientos de infraestructura, vinculadas a la construcción de un puerto carbonero convencional en aguas profundas con las necesarias facilidades de transporte (ferrocarril, por ejemplo) asociadas, o, alternativamente, la instalación de una "boya carbonera" y un "carboducto", de optarse por la posibilidad de emplear carbón en polvo en suspensión acuosa.

- El empleo de grandes equipamientos de "ciclo combinado", base carbón mineral gasificado en combustores de lecho fluído, solución que pudiera resultar en el futuro más conveniente que la anterior, tanto por menores costos de instalación como por sus inferiores necesidades de equipamientos de descontaminación de efluentes.

- El empleo directo del gas natural en los equipamientos térmicos, sean a vapor convencionales o ciclos combinados, solución muy atractiva en términos de confiabilidad y menores efectos contaminantes pero que, sin embargo, de adoptarse como solución futura única para acompañar las necesidades crecientes de generación eléctrica, podría resultar particularmente riesgosa por cuanto:

  . dejaría al sector eléctrico, en situación de mercado "cautivo" del suministro proveniente de países limítrofes, durante un largo plazo, condición que aleja, aún más, el logro de un objetivo de autarquía energética.

  . provocaría una alta dependencia de un recurso no renovable y competitivo del petróleo que tenderá a ser empleado en forma cada vez más intensa, razón por la cual no sería lógico esperar, en el mediano y en el largo plazo, que se mantengan sus actuales ventajas de comercialización.
  De descubrirse yacimientos de gas natural en el país, las consideraciones anteriores no serían válidas. En tal caso, la integración nacional a una eventual red regional de gasoductos, sería sumamente conveniente en favor de la optimización de usos del recurso.

- Es necesario tener en cuenta las interconexiones eléctricas con ambos países vecinos, a través del actual sistema de 500 kV (interconexión con Argentina), o de líneas en extra alta tensión, corriente contínua (futura interconexión con Brasil). Las mismas no pueden ser ignoradas como alternativas al equipamiento eléctrico propio, habida cuenta de las garantías de suministro que pueden ofrecer, en mérito a:

. la amplia diversidad hidrológica que beneficia a un gran sistema eléctrico fuertemente interconectado, de extenso ámbito regional;

. las ventajas de optimización del equipamiento, expresadas tanto en términos de reducción de potencias instaladas como en lo que refiere a las potencias térmicas en situación de reservas frías para respaldo ante contingencias hidrológicas. También se obtienen las economías de escala propias del uso de unidades de generación mucho mayores que las que permitiría, aisladamente, el sistema nacional.

Sin embargo, oportuno es recordar que, a menos que la óptica esté puesta en el suministro eléctrico importado solo hasta cierto nivel que no comprometa seriamente la autarquía electroenergética nacional, todo aprovisionamiento externo más allá de dichos límites, ya como una franca alternativa al equipamiento propio, implicaría obligadamente la necesidad de contratar energía eléctrica primaria con los países vecinos (o sea energía y también potencia garantizada). Esta situación, que tiene un alto precio que deberá resarcirse al proveedor, lleva a una opción un tanto paradojal según la cual se desestimaría la alternativa del equipamiento eléctrico propio en favor de un equipamiento en países vecinos que, en muy buena medida, habrá que contribuir a pagar y que, sin lugar a dudas, significaría un deterioro de la soberanía nacional.

4.2.3 - Centrales hidráulicas en cursos medianos de agua y minicentrales hidráulicas

De acuerdo a lo expresado en 4.1.3, las centrales hidráulicas en cursos medianos de agua sólo se justifican en proyectos de uso múltiple, en tanto que las minicentrales son económicas sólo cuando las obras

civiles necesarias son existentes o de muy bajo costo. El volumen total de tales aprovechamientos es comparativamente reducido en comparación con los requerimientos de energía.

4.2.4 - Centrales en base a recursos no convencionales

4.2.4.1. Centrales térmicas en base a recursos primarios del país

a) Centrales térmicas convencionales

Dentro de esta categoría, se incluyen:

1. Centrales con combustible madera o carbón vegetal
2. Centrales con combustible carbones fósiles inferiores incluyendo turbas.

En principio, las reservas de carbones nacionales de inferior calidad hasta el presente detectadas, no permitirían alentar esperanzas en relación con una solución del tipo 2.

Por el contrario, el avance de la tecnología, en lo que respecta a calderas de lecho fluidizado, estaría abriendo interesantes perspectivas para el uso de la madera (chipeada o previamente carbonizada) en grandes centrales termoeléctricas convencionales. Si bien está suficientemente demostrada la aptitud forestal del territorio nacional en relación con ciertas especies, tales como el eucaliptus, de rápido crecimiento y altos índices de producción en términos de toneladas de madera base seca por há. forestada, no puede dejar de tenerse en cuenta, que explotaciones con esta finalidad, vista las múltiples potencialidades de uso del recurso tierra, entrarían en

el futuro a competir con:

- el empleo de las tierras con destino a la producción, casi seguramente prioritaria, de alimentos de origen tanto vegetal como animal.
- el uso de las tierras para cultivos con fines energéticos con destino a subsectores que pudiesen resultar preferentes, tales como la producción de combustibles líquidos o gaseosos derivados de biomasas.

No obstante las consideraciones anteriores, no podría en principio descartarse la conveniencia de una central térmica en base a madera, producida, por ejemplo, en las forestaciones que UTE viene realizando en las riberas de los embalses artificiales de sus centrales hidroeléctricas. En este caso estaría asegurada una buena ubicación de la central respecto tanto a las facilidades de trasmisión del Sistema, como a la situación de los obrajes forestales, desde los cuales el transporte lacustre de los troncos sería relativamente sencillo y económico.

Pero es evidente que, las superficies forestadas y a forestar por UTE, aún complementadas con plantaciones de los productores rurales vecinos a los embalses, no serían suficientes para el establecimiento de un programa de sucesivas centrales térmicas, ya que para la operación de una sola planta del orden de 600 MWe, sería necesario disponer de 114.600 há. de bosque, superficie esta que representa un poco menos extensión que la totalidad de los bosques artificiales

dispersos en el país, con la diferencia que este bosque debería ser ubicado en una misma región. De cualquier modo la superficie calculada no se encuentra disponible en el país libre de otros usos, por lo cual no sería conveniente forestar un área tan vasta, no solo porque pudiera competir en el futuro con el uso para otros fines del recurso tierra, sino porque debería desplazar a otras actividades y eliminar los beneficios que actualmente se obtienen de ella, en la zona a ser elegida.

b) Centrales térmicas de ciclos combinados

Las soluciones turbogás, asociadas con la recuperación del calor de los gases de escape a través de calderas y turboalternadores de vapor (ciclos combinados), constituyen alternativas suficientemente probadas, de menor inversión inicial que las centrales convencionales de vapor, y capaces de operar a rendimientos comparables, ó aún mayores, pero a mayor costo operativo.

Ultimamente, la tecnología está poniendo a punto sistemas de gasificación de madera o carbones a través de combustores de lecho fluidizado presurizado, variante que tornaría posible la directa utilización de los gases calientes (completándose la combustión del CO generado) en la turbina a gas. La solución, si bien sumamente atractiva para el empleo eficiente de un recurso nacional como la madera a través de sistemas que pudiera resultar confiables y de baja inversión inicial, chocará, en definitiva, con las limitaciones señaladas anteriormente impuestas por usos del recurso tierra que pudiesen resultar prioritarios.

Una variante dentro de la línea de los ciclos combinados, de mayor interés potencial aún, podría ser el empleo directo del metanol en los equipos turbogás, en sustitución de los combustibles medios o el gas natural que al presente vienen siendo los más empleados y confiables en tales equipamientos.

El interés de esta variante radica en varias razones:

- utilizaría un combustible líquido, de alto grado de pureza, con bajos costos de inversión en cuanto a tratamientos previos imprescindibles.
- permitiría regular la producción eléctrica, transformando y acumulando a través del metanol, los excedentes hidroeléctricos estacionales que se presenten;
- daría lugar a una optimización de recursos (uso de tierras con destino energético e instalaciones de transformación), dando solución, con un único tipo de combustible (metanol), a las necesidades combinadas de los sectores eléctrico y del transporte.

La utilización alternativa, y quizás prioritaria, del recurso tierra en la producción de alimentos seguiría siendo, sin embargo, una seria limitación que en el futuro pesaría en contra de soluciones globales del tipo de la esbozada.

4.2.4.2. Centrales en base a recursos renovables no convencionales, eólicos y solares

El desarrollo del capítulo 4.1.4 ha sido explícito en relación con el eventual aprovechamiento de este tipo de recursos, que si bien cuentan con reservas inagotables, presentan problemas de utilización, fundamentalmente de índole tecnológico y económico debido a su baja densidad energética por unidad de superficie o de volumen.

Tampoco el almacenamiento de los recursos, puede ser realizado en sus formas primarias, dada la índole intrínsecamente aleatoria (viento) o periódica (sol). Precisamente, esta característica de fuentes no convencionales tales como las que se comentan limita sus posibilidades de utilización para la producción de energía eléctrica en un sistema dado, aún cuando tomen solo un reducido porcentaje de la potencia total instalada en el mismo.

El caso de la energía eólica, que quizás sería el más interesante en el país, aún superados los problemas tecnológicos de grandes ecologeneradores (hasta 3.5 MW, al presente) y sus costos actuales de instalación (U$S3.500 a 4.000 por KW), es un ejemplo típico de recurso que no puede ser utilizado preponderantemente en un sistema.

Esto por cuanto exige que el resto de sus instalaciones de generación eléctrica (embalses reguladores de las plantas hidráulicas, centrales térmicas de respaldo, centrales acumuladoras por bombeo, etc.) estén lo suficientemente desarrolladas para hacer frente, con éxito, a las transitorias indisponibilidades del recurso.

Quizás más claro aún resulte el caso del aprovechamiento de la energía solar, en donde evidentemente no están dadas en nuestro país las altas condiciones de asoleamiento necesarias para la instalación del tipo de aprovechamiento al presente con mayores perspectivas comerciales, o sea la "caldera solar" obtenida por concentración de la energía reflejada por un extenso "bosque" de heliostatos sobre una "torre solar" de adecuada altura.

Otras posibilidades de aprovechamiento de la energía solar, tales como los sistemas de células foto-voltaicas, no alcanzan aún el nivel de costos como para considerar su empleo comercial, en gran escala, en soluciones de generación eléctrica competitivas.

4.2.5 - Conclusiones

Las consideraciones que se han hecho son demostrativas de que, en el marco de una política energética nacional que busque el logro de un objetivo autárquico, las posibles alternativas a un programa nuclear, para un horizonte 2000 - 2020, no aparecen favorables tanto en relación con el estado actual de la tecnología (soluciones eólicas y solares, por ejemplo) como en lo que refiere a los cuantiosos recursos primarios renovables que serían necesarios (caso de empleo de biomasas o combustibles derivados).

4.3. CONSIDERACIONES SOBRE LA OPCION NUCLEAR

4.3.1 - Factores que promueven el programa nuclear

4.3.1.1 - Factores internos

a) Antecedentes. La actual situación del subsector electroenergético.

Continuando una definida vocación de máxima autarquía electroenergética, el país, con clara intuición de futuro, había decidido, con anticipación al estallido de la primera crisis del petróleo en 1973, la realización del aprovechamiento binacional de Salto Grande y de nuevas obras hidroeléctricas en el río Negro a la altura de Paso del Palmar.

El mayor empuje de la crisis, ocurrido entre los años 1974 y 1982, no hace sino confirmar lo acertado de aquellas previsiones, habida cuenta del fuerte impacto que sobre la balanza comercial provocan las importaciones de petróleo.

Los aprovechamientos hidroeléctricos mencionados, que fueron entrando en servicio progresivamente entre 1979 y 1982, permitieron, a partir de 1983, que la composición de la generación eléctrica en el sistema interconectado nacional fuera de orígen hídrico, prácticamente en su totalidad, por haberse registrado, además, condiciones hidrológicas favorables. Se ha determinado estadísticamente que estas condiciones se van a dar frecuentemente en los próximos diez años, lo que permitirá un servicio eléctrico con un bajo consumo de petróleo.

Sin embargo, como consecuencia no esperada del denominado 2° "shock" petrolero registrado en 1979, la economía mundial en su conjunto entró progresivamente en una recesión caracterizada por restricciones al comercio internacional y muy pesadas condiciones financieras en términos de servicio de los préstamos tomados.

A partir de 1982 y desde el punto de vista de la situación eléctrica estas nuevas condiciones se manifiestan en nuestro país a través de los hechos siguientes:

1) Muy bajo crecimiento de la demanda de electricidad, situación que aún no ha sido superada en la mayoría de los sectores del consumo.
2) Fuertes compromisos financieros a los que tendrá que hacer frente el país a través de UTE, particularmente los emergentes de los servicios de la deuda derivada de los préstamos tomados para la construcción de la Central "Constitución".

b) Condiciones favorables para un eventual programa nuclear nacional.

1) Más allá del año 2000 se habrá llegado prácticamente a la plena utilización de los recursos hidroeléctricos nacionales.
   Surge entonces la generación nucleo-eléctrica como una opción válida, entre otras, para continuar una política energética de máxima autarquía.

2) Se perfila, dentro del enfoque de las distintas opciones, la nucleoelectricidad, por cuanto, si bien el mercado internacional es al presente lo suficientemente fluído como para asegurar el aprovisionamiento de óxido de uranio (yellow-cake) en ventajosas condiciones de precio y diversidad de proveedores, una estimación probabilística permite sustentar con alto grado de confianza que, de continuarse el programa nacional de prospección de minerales radiactivos al ritmo actual o aún superior, y en base a la densidad y calidad de las anomalías radiactivas detectadas hasta el presente, para el año 1990 se cuente con reservas de uranio explotables autóctonas, o en el peor de los casos, con reservas de tipo estratégico, entendiendo por tales aquellas cuya explotación no resulta económica a los niveles de precios actuales, pero que, a

mayores costos, podrían ser técnicamente aprovechadas con independencia tecnológica, permitiendo superar contingencias mundiales desfavorables que atentaran contra la autarquía energética preconizada.

3) Habida cuenta de la presente realidad, es presumible que en el mercado energético global nacional continúe el proceso de creciente penetración de la energía eléctrica, y en base a la especial naturaleza de los recursos naturales disponibles en el Uruguay, cualquier política energética que pretenda ser autárquica, de ahora en adelante y aún luego del año 2000, tendrá muy probablemente un fuerte contenido eléctrico, circunstancia que reafirma el atractivo de la opción nuclear.

4) En nuestro país, existen recursos humanos con niveles de instrucción tecnológica y de investigación que lo pone en condiciones de aportar infraestructura humana necesaria para hacer viable la opción nuclear.

5) A partir de las proyecciones realizadas a la fecha, el crecimiento esperado de la demanda eléctrica, tanto en términos de energía como de potencia, indica el requerimiento de nuevo equipamiento térmico a partir del año 2000, que podría ser nuclear.

6) El establecimiento, desde ahora en adelante, de todas las medidas de organización, investigación y capacitación tendientes a consolidar un futuro programa nuclear, tendrá, aún cuando el objetivo principal pudiera no verse cumplido, un fuerte impacto benéfico, especialmente en los muy superiores niveles de calidad tecnológica que podrían ser alcanzados por la industria nacional, necesarios para su proyección a mercados externos y promoverá la capacitación de técnicos uruguayos en una tecnología que, aplíquese o no, no puede ser ignorada en esta época por ningún país que pretenda alternar en el quehacer energético internacional.

4.3.1.2 - Factores externos

a) Aspectos favorables en el mercado mundial de centrales nucleares

Se consideran como favorables hoy todos aquellos aspectos de la situación internacional coadyuvantes para que el país entre en la era nucleoeléctrica.

Actualmente, la situación internacional muestra una importante crisis de mercado íntimamente ligada con una similar retracción a nivel mundial. La situación es particularmente severa en el área nuclear, donde existe una gran oferta de centrales nucleares y una muy débil demanda de las mismas. Se nota una disminución del encargo de construcción de centrales nucleares y muchos países han retrasado sus programas nucleares. Esta situación permite que hoy se obtengan precios muy inferiores a años anteriores, así como créditos importantes y con grandes facilidades para la construcción de centrales nucleares. Las facilidades para los créditos, en la mayoría de los casos, se obtienen por medio de las empresas vendedoras (créditos paralelos) y también a través de facilidades crediticias habituales de la Banca Internacional.

También son favorables los antecedentes del país en el ámbito internacional, relacionados con el tema:

1°) El país, tradicionalmente ha cumplido con los pagos de su deuda internacional, así como ha mantenido buenas relaciones con el mercado internacional, lo que significa un antecedente de importancia para obtener el crédito necesario para llevar a cabo una obra de la envergadura de una central nuclear.

2°) El Uruguay ha firmado todos los tratados internacionales existentes sobre no proliferación de armas nucleares, lo que le permitirá acceder sin restricciones a las tecnologías de generación nucleoeléctrica.

b) Experiencia Nuclear de los Países Limítrofes

El grado de desarrollo y la experiencia de nuestros vecinos, Argentina y Brasil, constituye un recurso político-estratégico que debe ser considerado. Argentina, en el área nuclear, se encuentra a la cabeza de América Latina, y entre los más avanzados tecnológicamente del mundo.

Cuenta con un programa nuclear de largo aliento con 2 centrales nucleares en funcionamiento, 1 en construcción, 1 en proyecto y 3 más previstas para antes del año 2000.

Brasil, quien junto con México es el país que sigue en orden de importancia a Argentina, tiene un ambicioso programa nuclear, retrasado en el presente por problemas económicos, con una central nuclear en funcionamiento, 2 en construcción y 6 en proyecto.

La cercanía de ambos países permite a Uruguay asimilar la experiencia de los dos programas nucleares. Además, el utilizar dos tecnologías diferentes, Argentina la del uranio natural, y Brasil la del uranio enriquecido, permite una mayor diversificación del recurso, ofreciendo dos líneas posibles a seguir o a observar y comparar.

Ambos países cuentan con una infraestructura industrial comparativamente desarrollada, inclusive en el campo nuclear, que da a nuestro país la opción de adquirir materiales y equipamientos en el área y con pago en moneda local.

Uruguay podría capacitar sus técnicos y profesionales en los centros nucleares de estos países, (como ocurre en el presente con la RA), haciendo uso de los acuerdos de cooperación en vigencia y los futuros que pudieran concretarse, constituyendo ésta una alternativa eficiente y económicamente barata para la formación de recursos humanos, que podría ser complementada con la capacitación en países industrializados o de mayor desarrollo relativo. Constituyen también aspectos favorables, el contar en el área con

expertos calificados que podrían colaborar en las distintas etapas del programa, así como con proveedores de combustible nuclear para cualquiera de las tecnologías que se adopten. Argentina, en la actualidad está en condiciones de proveer uranio natural y se espera que en un futuro próximo Brasil pueda proveer uranio enriquecido.

En resumen, la situación geográfica brindaría un soporte para el plan nuclear de nuestro país y permitirían el acceso a recursos materiales y humanos de reconocido desarrollo y en condiciones político-económicas favorables.

4.3.2. Problemas y Dificultades

La planificación, construcción y posterior operación de sistemas de generación nucleoeléctrica requiere desarrollos que en muchos aspectos son específicos a este tipo de generación.

Por lo tanto, inclusive en países desarrollados, el primer proyecto nucleoeléctrico presenta particulares dificultades.

Estas dificultades se ven agravadas en un país en desarrollo como el nuestro, por diversos motivos, entre los que se destacan aspectos técnicos, económicos, financieros y políticos.

Un proyecto nucleoeléctrico requiere de un gran esfuerzo (dinero, recursos en general y fuerza laboral) a nivel nacional. Es fundamental, por lo tanto, el establecimiento de políticas claras que aseguren la continuidad del programa nuclear y el logro de los objetivos del mismo.

A continuación se discutirán algunos de los aspectos particulares de un primer proyecto nucleoeléctrico en los que podrían surgir dificultades.

Dichos aspectos a considerar son:

1) Infraestructura tecnológica
2) Problemas financieros
3) Gestión de residuos radiactivos
4) Ecología y opinión pública

4.3.2.1. Infraestructura tecnológica

Los países desarrollados se caracterizan, entre otros aspectos, por tener complejas infraestructuras a nivel científico y tecnológico, que abarcan desde investigación científica fundamental hasta investigación y desarrollo aplicados para mejorar e incrementar su capacidad productiva. Los componentes de dicha infraestructura son: universidades, centros de investigación básica, centros de investigación y desarrollo, industrias que realizan investigación y desarrollo.

De este modo cubren todo el espectro científico, que abarca desde los descubrimientos fundamentales a las aplicaciones prácticas.

Los países en desarrollo que tradicionalmente son importadores de tecnología y productos avanzados, y exportadores de materias primas y productos no elaborados tecnológicamente, no disponen generalmente de un similar apoyo infraestructural.

Las actividades necesarias para la realización satisfactoria de un proyecto nucleoeléctrico requiere un mínimo de respaldo tecnológico. Es necesario abarcar una gran cantidad de campos de la ciencia y de la tecnología: física nuclear, ingeniería nuclear, radioquímica, metalurgia, ingeniería eléctrica y mecánica, ingeniería civil, mecánica de suelos, geología, protección radiológica del individuo y del medio ambiente, etc.

Si bien normalmente las primeras instalaciones nucleares de potencia se adquieren por medio de contratos "llave en mano"; la índole de dichas instalaciones, su interacción con el medio circundante y las características particulares de cada país hacen que sea necesario encarar tareas específicas para cada proyecto con fuerte participación nacional. Por otro lado, no es posible hablar de transferencia de tecnología sin una contraparte nacional que esté en condiciones de recibirla.

Una primera medida que debe tomarse para crear la infraestructura necesaria es la implementación de un centro tecnológico con orientación nuclear que opere un reactor nuclear de investigación con una potencia de cierta envergadura (no inferior a 1 MW). De este modo se adquirirá gran parte de la tecnología y el conocimiento específico nuclear necesario para encarar satisfactoria y eficientemente los proyectos de reactores de elevada potencia de las centrales nucleares y habrá experiencia a nivel nacional en temas claves que van desde la gestión eficiente del combustible nuclear al manejo de residuos radiactivos, la garantía de calidad y la seguridad nuclear.

Debe destacarse también que lograr los elementos de apoyo adecuados requiere tiempo, un esfuerzo conjunto, interac

tivo y ponderado con la industria, la Universidad y demás centros de enseñanza técnica o superior, y otras instituciones públicas o privadas, y una inversión en recursos que sería recuperada por su influencia positiva en el desarrollo del país.

4.3.2.2. Aspectos Financieros

Las centrales nucleares con instalaciones de generación eléctrica que se caracterizan por su elevado costo de inversión y relativamente bajo costo de operación y combustible.

Por lo tanto, la obtención de los recursos necesarios para la construcción de una central nuclear, los desarrollos en infraestructura industrial y tecnológica y la capacitación de los recursos humanos inherentes al proyecto nuclear, deben considerarse como dificultades de dicho proyecto.

Según datos del OIEA (ref. 1) el costo de inversión de una central nuclear de 600 MWe varía entre 1.300 y 2.000 millones de dólares (a valores de 1982) lo que da una idea de la magnitud de la inversión requerida.

Se considera que la conveniencia económica y viabilidad financiera de una central nuclear deberá ser demostrada antes de tomar cualquier decisión final respecto a la instalación de la central. Tales estudios son parte de un estudio de factibilidad y sus resultados (de ser positivos) se conformarán al pedir y obtener ofertas firmes comerciales.

La experiencia mundial disponible muestra que las centrales nucleares son en general económicamente convenientes y que la financiación se resuelve favorablemente siempre y cuando el país respectivo esté en condiciones de obtener los créditos externos requeridos.

4.3.2.3. Gestión de residuos radiactivos

La operación de una central nuclear genera diversos tipos de residuos radiactivos debidos fundamentalmente a la fisión

de núcleos pesados y la activación de otros materiales por captura de neutrones (producidos también en la fisión).

Dichos residuos se clasifican en tres grandes grupos:

- residuos de baja actividad
- residuos de media actividad
- residuos de alta actividad

Los residuos de baja actividad son los producidos en la limpieza de zonas o piezas contaminadas, en filtros del sistema de ventilación, resinas del sistema de tratamiento del agua refrigerante del reactor, etc.

Dichos residuos se caracterizan por contener una actividad tal que no representan un riesgo importante a la salud y pueden manejarse sin blindajes especiales. Sin embargo, debe dejarse transcurrrir un largo período de tiempo antes que puedan entrar en contacto con el público.

El proceso a que se someten dichos residuos es fundamentalmente la compactación por diversos medios (prensado e incineración en caso de residuos sólidos, filtrado y evaporación en caso de residuos líquidos).

Los residuos compactados se mezclan con cemento o asfalto y se guardan en tambores, los que finalmente se desecharán bajo tierra o en el mar sin riesgo alguno para el medio ambiente.

Se denominan residuos de media actividad a aquellos que debido a la intensidad de la radiación que emiten son peligrosos y deben ser manipulados a distancia y guardarse en recipientes blindados. En una central nuclear, dichos residuos provienen fundamentalmente de la activación de metales dentro del núcleo del reactor que están sometidos a una intensa radiación neutrónica durante largos períodos de tiempo. El volumen de residuos de media actividad producidos por una planta nuclear es muy reducido en comparación con los residuos de baja actividad. Normalmente, dichos residuos se almacenan

en la planta durante la vida útil de la misma y luego se desechan bajo blindajes en zonas seguras. La mayoría de los productos de activación que constituyen dichos residuos tienen vida media relativamente corta y en muchos casos, al cabo de unas décadas su actividad se reduce al punto de poder considerarlos residuos de baja actividad.

Se denominan residuos de alta actividad a aquellos cuya actividad es tan elevada que debido al calor que generan es necesario refrigerarlos para evitar que se fundan y se dispersen en el ambiente. Evidentemente deben ser manipulados a distancia y protegidos con fuertes blindajes.

Los residuos de alta actividad producidos por una planta nuclear provienen fundamentalmente de los combustibles usados. Dichos combustibles se almacenan en piletas en las que el agua actúa como blindaje y elemento refrigerante durante largos períodos de tiempo.

Posteriormente hay 2 posibilidades:

a) Reprocesar los combustibles usados.
b) Disponer de ellos en forma definitiva en una formación geológicamente estable.

La primera posibilidad consiste en procesar los combustibles en una planta química de características especiales para soportar la radiación intensa y proteger de la misma a los operarios y al público. En el proceso químico se separan de los combustibles usados, el uranio y el plutonio que pueden usarse para fabricar nuevos combustibles y los elementos más livianos (fundamentalmente productos de fisión). Dichos elementos son fuertemente radiactivos y deben almacenarse en un repositorio definitivo.

Los residuos de alta actividad constituyen del 1% al 10% del peso de los combustibles usados, por lo tanto al reprocesar se logra una reducción importante en peso y volumen de residuos facilitando la disposición definitiva de los mis

mos. También debe considerarse que los productos de fisión tienen períodos cortos en comparación con los elementos radiactivos pesados y por lo tanto su actividad decae más rápidamente que la de los combustibles usados, (que contienen U - 238, U - 235, y Pu que son elementos de período largo y de elevado valor energético), y al cabo de algunos miles de años es inferior a la de los minerales de uranio que se encuentran naturalmente en la tierra.

Los países más avanzados en materia nuclear han acumulado cierta cantidad de residuos de alta actividad fundamentalmente en forma de soluciones acuosas que se conservan en tanques blindados.

Los planes para la disposición definitiva consisten en vitrificar dichos residuos o formar roca sintética con los mismos, colocarlos en tanques de acero inoxidable o cobre electrolítico y finalmente almacenarlos en excavaciones realizadas en formaciones geológicas muy estables, tales como domos de sal o de granito. En el momento actual se han construído instalaciones de vitrificación a escala de demostración y repositorios a la misma escala.

Actualmente los países que reprocesan metódicamente los combustibles usados en sus reactores de potencia son Francia y Gran Bretaña. Otros países planean reprocesar sus combustibles usados (República Federal de Alemania y Japón).

Los demás países de economía libre no han decidido si reprocesar o no y actualmente guardan sus combustibles usados en piletas próximas a los reactores o en otras instalaciones diseñadas a tal efecto.

Varios países como Suecia y los EE.UU. han realizado estudios detallados sobre la segunda posibilidad (desechar los combustibles usados sin reprocesarlos). Como resultado de dichos estudios se han diseñado contenedores apropiados y se demostró la factibilidad a nivel tecnológico de dicha posibilidad.

Concluyendo, y considerando el caso del Uruguay, los residuos de baja y media actividad se tratarían a nivel nacional en instalaciones que generalmente se incluyen dentro de las centrales nucleares o en instalaciones para gestión de residuos activos de un futuro centro tecnológico nuclear.

Para disponer de los residuos de alta actividad puede adoptarse cualesquiera de las dos posibilidades descritas. Evidentemente no es factible instalar plantas de reprocesamiento para nuestro país, pero el reprocesamiento puede realizarse en el exterior, existiendo antecedentes internacionales de contratos al respecto.

La disposición final de los residuos, sin embargo, deberá realizarse probablemente en nuestro país ya que no hay hasta el momento antecedentes de contratos firmados en que otros países ofrezcan disponer los residuos extranjeros en su territorio. De todos modos, como es posible guardar combustibles usados en piletas de decaimiento durante largos períodos de tiempo el Uruguay dispondría de tiempo del orden del medio siglo para tomar decisiones en cuanto a disposición deinitiva de desechos y ubicar formaciones geológicas apropiadas a tales efectos.

4.4 ANALISIS COMPARATIVO DE LAS OPCIONES DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO

4.4.1 - En los apartados anteriores de este capítulo se ha analizado sucesivamente los factores que promueven un Programa Nuclear, sus problemas y dificultades y se han realizado consideraciones sobre las opciones no nucleares de equipamiento eléctrico.

Esa secuencia, que constituye el desarrollo del análisis de la viabilidad de un programa nuclear, debe culminar con un estudio comparativo de la alternativa nuclear en relación con otras formas de equipamiento eléctrico para satisfacer la demanda.

Al considerar la satisfacción de la demanda por medio de los planes de equipamiento eléctrico en 2.2, se estudiaron en primer término las necesidades de generación térmica, ya fuera nuclear o convencional, que pudiera servir de complemento y/o sustitución parcial de la generación hidráulica, cuando ésta tuviese un grado de escasez mayor o menor.

Esa es la situación de nuestra generación eléctrica hasta el año 2000, a la luz de los actuales planes de equipamiento eléctrico y con las proyecciones de los parámetros intervinientes en las previsiones que pueden hacerse ahora, a partir de las hipótesis con que se han hecho estos estudios. También se estableció que después del año 2000, se habrá llegado prácticamente a la plena utilización de los recursos hidroeléctricos nacionales. Ello cambia la naturaleza del problema. Las centrales a construir en el país después de esa fecha con la finalidad de cubrir sustancialmente el crecimiento de la demanda, ya no podrán ser hidráulicas y la función de las térmicas, independientemente del tipo que sean, habrá pasado de secundaria a ser progresivamente protagónica.

4.4.2 - Comparación de alternativas

Los recursos nacionales disponibles, tales como los eólicos y los solares son por definición aleatorios y poco

densos en términos de superficie ocupada por kWh obtenido. Por otra parte, el uso de las biomasas vegetales, de porvenir muy promisorio en la generación eléctrica por medio de la gasificación y combustión de la madera en sistemas de lecho fluído, deberá competir no sólo con la producción de combustibles líquidos sobre la misma base (metanol y otros), sino con los requerimientos de uso de las tierras con fines prioritarios, tales como la producción de alimentos con saldos exportables.

En consecuencia, las posibilidades de las alternativas de equipamiento de generación eléctrica que emplean energía primaria nacional, y que podrían ser competitivas de un programa nuclear, no aparecen claras con la perspectiva del presente, y particularmente si, como es de suponer, se confirman futuras políticas energéticas nacionales de concepción autárquica.

Establecida la necesidad de una generación térmica, con distintas funciones antes y después del año 2000 es necesario comparar, sobre la base de ciertas hipótesis, las distintas alternativas de equipamiento termoeléctrico.

Teniendo en cuenta que en 2.2.4.2 se hace referencia a que una planta térmica de 300 MW a instalar en un entorno del año 2000 tendría bajos factores de planta, lo cual no resulta favorable en particular para una central nuclear, la comparación de opciones se hace para después del año 2000.

4.4.2.1 - Hasta el año 2000

Para ese entonces se necesitaría un módulo de potencia de 300 MW.

a) De las posibles plantas a construir se elijieron para ser comparadas un ciclo combinado de 300 MW y una central nuclear de la misma potencia.
Ambas alternativas constituyen los extremos del espectro de posibilidades: el ciclo combinado es de más baja inversión y alto costo operativo, y la nuclear inversamente.
Efectuados los estudios, la economicidad del ciclo com-

binado supera ampliamente a la de la opción nuclear.

b) A continuación se efectuó una comparación entre una central nuclear de 600 MW (el costo por kW instalado es 20% menor que en el caso 300 MW) compartida con uno de los países vecinos, y una central de ciclo combinado. En este caso, si bien la opción nuclear sigue teniendo costos mayores, es más competitiva.

c) Es oportuno recordar aquí lo mencionado en 2.2.4.2. sobre alternativas hasta el 2000 en lo que se refiere a la interconexión con la Argentina. Se trata de una fuente de energía competitiva, que reduce o elimina la necesidad de un módulo de 300 MW. Sin embargo, se reiteran en todos sus términos los reparos sobre la interconexión realizados en 4.3.

d) Estas comparaciones ponen de manifiesto que en el año 2000 el equipamiento térmico que ya se haya adicionado no habrá sido nuclear.

4.4.2.2 - Del 2000 al 2010

Los estudios realizados en 2.2.4.2 señalan la necesidad de 600 MW térmicos en la 2a. mitad de esa década con factores de planta que corresponden a una central de base. La nuclear y las otras opciones compiten en el equipamiento eléctrico.

Las opciones no nucleares presentes después del año 2000, pueden ser agrupadas en dos categorías:

a) Aquellas que están actualmente disponibles en el mercado de plantas de generación y

b) Aquellas que se apoyan o basan en el desarrollo de nuevas fuentes de energía.

La competitividad de las primeras se podría determinar con un cierto grado de aproximación, a partir de laboriosos estudios que requieren de una infraestructura humana

y material, que no se dispone en el momento y que va más allá del objeto del presente trabajo, en el cual sólo estudia la viabilidad de la opción nucleoeléctrica entre otras soluciones posibles al problema de la generación de energía eléctrica.

La competitividad basada en nuevas fuentes de energía, aparece mucho menos definida que la anterior, considerando un horizonte mayor de 15 años.

4.4.2.3 - Del 2010 al 2020

En 2.2.4.2 se concluyó que sería necesario instalar una potencia de 600 MW, que permitiría satisfacer la demanda adicional hasta el 2020.

Lo manifestado en el apartado 4.4.2.2. con relación a la competitividad entre las plantas de generación nucleo eléctrica y otras soluciones de generación, son válidas para el intervalo 2010 - 2020 con un mayor grado de incertidumbre, dado que, cuanto más alejado en el tiempo se encuentren los períodos en estudio, tanto más dificultosa será la tarea de predecir los logros tecnológicos asociados y consecuentemente mayores serán los recursos que se necesita aplicar para poder ejecutarlos.

Sin perjuicio de ello, se puede afirmar que en la década considerada, será una opción válida en materia de generación de energía eléctrica.

4.4.3 - Conclusiones

De lo que antecede, se puede concluir que después del año 2000, las ampliaciones del parque generador nacional, se harán por medio de unidades térmicas. En ese contexto, y teniendo en cuenta que ya en las proyecciones actuales aparece la necesidad de agregar 600 MW entre el 2000 y el 2010 y 600 MW adicionales entre el 2010 y el 2020, surge como alternativa válida un programa nuclear integrado por varias unidades y que podría

seguir desarrollándose más allá del caso en forma actualmente no predecible.

Un problema común a todos los proyectos nucleoeléctricos, del cual nuestro país tampoco podrá sustraerse, es el ecológico. Por lo que, si se toma la decisión de llevarlo adelante, será necesario trabajar no sólo en los aspectos técnicos involucrados, sino también en los políticos y sociales.

Las dificultades y problemas de un primer proyecto nuclear en un país en desarrollo, no son para el nuestro demasiado diferentes que para los demás. Es más, habida cuenta de alguno de los factores favorables (4.3.1.1), como la infraestructura en recursos humanos, es probable que la situación del Uruguay sea comparativamente ventajosa.

5. CONCLUSIONES

1. La demanda de energía eléctrica del país se ha incrementado en el pasado en forma sostenida. La tasa de incremento sigue siendo superior a la tasa de crecimiento de la demanda energética global, lo que comprueba una tendencia de sustituir otras formas de energía con la eléctrica.

2. Los estudios sobre la estimación a futuro de la evolución de la demanda eléctrica (proyección de la demanda) coinciden en prever un crecimiento sostenido, a un ritmo algo inferior al registrado en el pasado, pero aún así sustancial, del orden del 4 - 5% anual acumulativo, a medio y largo plazo (15 y 35 años respectivamente). Estas tendencias, obviamente, deben ser revisadas en forma periódica.

3. La evolución de la producción de energía eléctrica en el pasado muestra que gradualmente se ha logrado reemplazar la producción térmica sobre la base de petróleo y sus derivados, con energía hidráulica. Esto se logró gracias a una política energética acertada que culminó con la progresiva implementación de nuevas centrales hidroeléctricas, incluyendo Salto Grande, cuyo aporte al Uruguay se completará hacia 1995.

4. A mediano plazo (hasta el entorno del año 2000), el predominio de la energía hidroeléctrica en la producción de energía eléctrica se mantendrá, sirviendo las Centrales Térmicas (en funcionamiento y planeadas) de complemento y suplemento, en caso de necesidad, a las hidráulicas.

5. Los planes de expansión de la capacidad de generación que han sido formulados en este estudio, prevén la satisfacción de la demanda hasta el entorno del año 2000 con el equipamiento actualmente existente, adicionando capacidad hidroeléctrica y térmica de punta o semi-base, a medida

que el crecimiento de la demanda lo exija.

6. De implementarse los planes de expansión referidos en el punto previo, se puede aceptar que la satisfacción de la demanda eléctrica quedará asegurada, a mediano plazo, con un predominio de hidroelectricidad (es probable que inclu sive haya temporariamente excedentes dependiendo de las condiciones hidrológicas) y un mínimo consumo de petróleo.

7. A partir del año 2000 se producirá gradualmente un cambio fundamental en el área de producción de energía eléctrica, por haberse prácticamente agotado para esa fecha los recur sos hidráulicos aprovechables en nuestro país.
   Las Centrales hidráulicas instaladas seguirán aportando su producción, pero el predominio hidroeléctrico se irá perdiendo. Es por eso que resulta necesario formular una política y estrategia energética eléctrica desde ya, que posibilite la satisfacción de la demanda creciente en óptimas condiciones para el país.

8. El análisis presente de las posibilidades de aporte de nue vas y renovables fuentes energéticas nacionales (solar, eólica, geotérmica, biomasa, etc.) muestran que no es posi ble estimar una contribución sustancial de ninguna de ellas -ni individualmente ni en conjunto- para la producción de energía eléctrica, por razones técnico-económicas. Podrán haber aportes limitados a la producción de energía térmica, en particular de la biomasa (principalmente leña), y aportes de la energía eólica.

9. Al haberse aprovechado totalmente los recursos hidráulicos y al no esperarse aportes sustanciales de las nuevas y renovables fuentes energéticas, la única opción viable para el país para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica a partir del año 2000, es la generación térmica.

10. Para la generación térmica, que progresivamente ocupará un

rol de mayor preponderancia en la generación de energía eléctrica, caben las siguientes opciones: Centrales a petróleo y sus derivados, Unidades a gas natural, Centrales a carbón o turba y Centrales nucleares. O sea, centrales a combustibles convencionales o centrales nucleares.

11. El país no posee recursos conocidos de hidrocarburos ni carboníferos explotables en las condiciones actuales. Tampoco posee yacimientos comprobados de uranio, pero respecto a este último existen indicios que permiten inferir la existencia de al menos reservas estratégicas y la alta probabilidad de que en un plazo razonable se encuentren reservas económicamente explotables. Las mismas consideraciones relativas al uranio pueden aplicarse al thorio.

12. La generación eléctrica en base a Centrales Térmicas Convencionales, ya sea petróleo, gas o carbón, es una opción técnicamente viable. Esas formas de generación implican un compromiso a largo plazo de importar el combustible a quemar, al igual que para las centrales nucleares hasta que no se determine la existencia en el Uruguay de minerales de uranio económicamente explotables. En todos esos casos la adquisición del combustible significa una erogación en divisas que está asociada a los costos de generación. Dichos costos deberán ser estudiados en forma comparativa entre todas las opciones disponibles en el momento de tomar la decisión, solucionando aquel que resulte más conveniente para el Uruguay (gas natural, etc.).

13. La viabilidad técnica de un Programa Nuclear está demostrada por la experiencia obtenida en más de 30 países, más de la mitad de ellos, países en desarrollo. Las Centrales Nucleares en operación (más de 300) demostraron

ser seguras, confiables y económicamente competitivas con las alternativas convencionales.

14. En la situación actual y con las perspectivas presentes, la alternativa nuclear aparece viable y promisoria para el Uruguay, debiendo ser considerada con seriedad, sin que eso implique un compromiso definitivo. Antes de una decisión nacional de lanzar un programa nuclear se deben realizar una serie de estudios detallados y tareas preparatorias que no están incluidos en el alcance del presente análisis.
Se estima que tales estudios y tareas requerirán un plazo del orden de 6 a 8 años.

15. La eventual necesidad y conveniencia de un primer proyecto de central nuclear aparece para después del año 2000 ya que durante la década 2000-2010 se requerirán previsiblemente unos 600 Mw de base, y durante la década 2010-2020, otros 600 Mw también de base, que podrían ser todos nucleares.

16. Para el primer proyecto nuclear aparecen dos opciones básicas: central exclusivamente uruguaya o central conjunta de Uruguay con un país vecino (Argentina o Brasil). Ambas opciones básicas tienen ventajas e inconvenientes, cuyo análisis a fondo requiere un estudio detallado y una decisión política. En principio ambas parecen viables, no siendo posible a esta altura adelantar una recomendación de prioridad.

17. Ambas opciones básicas presentan variantes. La primera Central Uruguaya podría ser del orden de 600 Mw (e), a mediados de la década 2000-2010.
La solución central compartida podría ser de 1200 Mw (e), con un 50% de aporte al Uruguay que podría materializarse en forma escalonada (tipo Salto Grande) en función de la demanda interna, después del año 2000. Esta solución

puede pensarse en una secuencia de dos unidades conjuntas, desfasadas en el tiempo, una ubicada en el Uruguay y la otra en el país vecino participante. Tampoco estas variantes presentan características que las hagan descartar o elegir "a priori".

18. Las perspectivas de la opción nuclear en general son muy interesantes para el país. Considerando que un plazo total de aproximadamente 15 años es el necesario para la primera central, se deberían iniciar sin demora los estudios más detallados y las tareas preparatorias. Tales estudios y tareas involucran un esfuerzo serio y sostenido durante varios años, pero no requieren inversiones de envergadura ni implican un compromiso definitivo de lanzar un programa de potencia nuclear. Su objetivo es colocar al país en condiciones de poder tomar una decisión fundada cuando llegue el momento de optar entre los caminos a elegir.

19. El avance tecnológico, cada día más acelerado y complejo, exige que se le acompañe paso a paso. Contando nuestro país con aquellos recursos (energéticos, humanos y financieros) e infraestructuras (científico-tecnológica, institucional e industrial) que permitirían introducir tecnologías de alto nivel, la nuclear no debería saltearse en la inexorable evolución tecnológica.

6. RECOMENDACIONES

A la luz de las conclusiones precedentes y en la razón de los plazos necesarios para concretar las alternativas nucleoeléctricas posibles, se recomienda que a la mayor brevedad se adopten las siguientes medidas:

1. Asignar la responsabilidad de continuar con el análisis de la opción nuclear a un Grupo de Trabajo interinstitucional y proveer los fondos necesarios para llevarlo a cabo.
2. Determinar los principios de Política Energética en base a la máxima autarquía energética posible.
3. Encomendar al organismo o comisión mencionado en 1, la elaboración de un proyecto de Programa Nuclear a largo plazo, en el marco de la Política Energética Nacional, apoyado en el programa energético nacional y en el plan de expansión del sector eléctrico.
   Dicho programa deberá incluir:

   3.1 El estudio de factibilidad de un primer proyecto de Central Nuclear que comprenda el análisis comparativo de las alternativas posibles:

   - Central de 300-600 MW(e) totalmente nacional
   - Central compartida con países vecinos de 600-1200 MW(e)

   3.2 Un plan a largo plazo de formación de personal.

4. Encomendar a la Comisión Nacional de Energía Atómica la preparación de la normas en materia de Seguridad Nuclear que complementen el Decreto 519/984 del 21/11/84 y que permitan el establecimiento del marco legal en dicha materia.

5. Continuar fomentando el desarrollo de una infraestructura tecnológica nacional en el área de las aplicaciones nucleares a la generación eléctrica.

UY 8700001 INIS-mf--11000

REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA

ESTUDIO DE VIABILIDAD GENERACION NUCLEOELECTRICA EN EL URUGUAY

- 1985 -

TOMO 2

REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA

ESTUDIO DE VIABILIDAD
GENERACION NUCLEOELECTRICA
EN EL URUGUAY
-1985-

TOMO 2

TOMO 2

ANEXOS AL "Estudio de Viabilidad de la Generación Nucleoeléctrica en el Uruguay -- 1985"

ANEXO I Situación Mundial, Continental y Regional de la Generación Nucleoeléctrica.

ANEXO II Indicadores Usados en la Proyección de la Demanda Energética Global

ANEXO III Mercado Eléctrico Nacional

ANEXO IV Recursos Humanos (cuadros complementarios del Punto 3.1.2 del Tomo 1)

ANEXO V Características Técnicas y Disponibilidad de Centrales Nucleares

ANEXO VI Infraestructura Industrial (cuadros complementarios del Punto 3.2.3 del Tomo 1)

ANEXO VII Referencias Generales

ANEXO I

SITUACION MUNDIAL, CONTINENTAL Y REGIONAL DE LA GENERACION NUCLEOELECTRICA

Incluyendo los 26 países poseedores de reactores en operación para generar electricidad, sin contar los reactores de propulsión, se han acumulado más de 3000 años reactor de experiencia de operación al presente (46) en centrales nucleares.

De acuerdo con los datos suministrados por la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OECD) (referencia 51) para el año 2000 se estima contar con una capacidad nuclear instalada de 320 a 355 Gwe, en la OECD, frente a los 160 Gwe a fines de 1983.

Los países europeos de esta organización con un parque generador más reducido que en los Estados Unidos y Canadá, han generado mayor cantidad de electricidad en 1983 (354,4 TWh frente a 228,5 TWh).

Aunque se han producido varias cancelaciones en EUA, en los países de la OECD se encuentran operativos 243 reactores, hay 138 en construcción y 32 planificados.

Francia es el país que tiene mayor porcentaje de generación nucleoeléctrica (48,4% en 1983; 38,7% en 1982) seguido por Bélgica (45,9% en 1983; 30,2% en 1982).

En los países del bloque soviético, el sentido común de la problemática energética los lleva a prácticamente incrementar su capacidad instalada a un ritmo mayor que en años precedentes, con las limitaciones financieras y económicas de cada gobierno.

Los países en desarrollo comenzaron a impulsar sus programas nucleoeléctricos desfasados con los países desarrollados.

Los proyectos realizados a partir de ese comienzo se han realizado en forma eficiente, mientras el flujo de fondos a la obra se mantuviera satisfactorio.

A comienzos de noviembre de 1984 seis países en desarrollo estaban operando 17 reactores de potencia, mientras que otros 21 se encontraban en construcción o habían sido encargados.

Para el año 2000 se prevé un aumento en la participación de la generación eléctrica en el total de una cifra actual de 19-26% a un 30-40%, según estimaciones presentadas en la Conferencia Internacional de la American Nuclear Society por personal del OIEA (noviembre 1984).

Sobre la base de que una red eléctrica perteneciente a países en desarrollo podría aceptar hasta el 10% de la misma en nucleoelectricidad, fue estimado en 37 países los que aceptarían unidades del orden del 600-1200 Mwe y otros 15 que usarían unidades en el rango de 200-400 Mwe (69) para el año 2000.

Ciertos países intentan cerrar el ciclo de combustible aún poseyendo pocas instalaciones nucleares de potencia.

Se detalla la situación en 42 países del mundo, 26 de ellos tienen centrales nucleares en operación comercial, otros tienenproyectos en diversas etapas. Se hace especial hincapié en los países latinoamericanos y en aquellosen desarrollo que procuran obtener una autosuficiencia tecnológica parcial.

Se han tomado 79 referencias para extraer la información utilizada en mostrar el potencial nucleoeléctrico del correspondiente país a través de las centrales en operación comercial, el porcentaje que presenta esa capacidad instalada frente al resto del parque generador eléctrico, la cantidad de unidades en construcción y previstas.

Por último, cuando está disponible, se compara el costo de Kwe.h en milésimos de dólar, empleando para las conversiones de moneda las tablas de la referencia 3,15 y 43.

REPUBLICA FEDERAL DE ALEMANIA

Posee 13 reactores nucleares en operación al 31/12/83 (11.065 MWe), con una experiencia de operación acumulada de 152 años reactor (1).

El porcentaje de generación nuclear fue del 20,5% en 1983 (1) y se encuentran en construcción 7 PWR por un total de 8844 Mwe, 2 BWR por - 2488 Mwe, 1 HTGR de 296 Mwe y FBR de 280 Mwe. Se encuentran planificadas 9 PWR (11.295 Mwe) y 1 FBR (1.380 Mwe).

El tiempo de construcción promedio ha sido de 5.5 para reactores que están operando.

Los costos de generación nucleoeléctrica comparados con el carbón resultan 13 milésimos de dólar menos por Kwh generado en 1982 y se proyecta para 1991 una diferencia con el carbón de 25 milésimos (36) lo que alienta la continuación de las obras en ejecución al presente.

Desde que le fueran permitidas las actividades nucleares en 1955, este país ha escalado sucesivas etapas a partir del diseño y construcción de reactores de investigación tipo piscina, Argonaut, Triga, etc. para diversos centros de investigación y enseñanza.

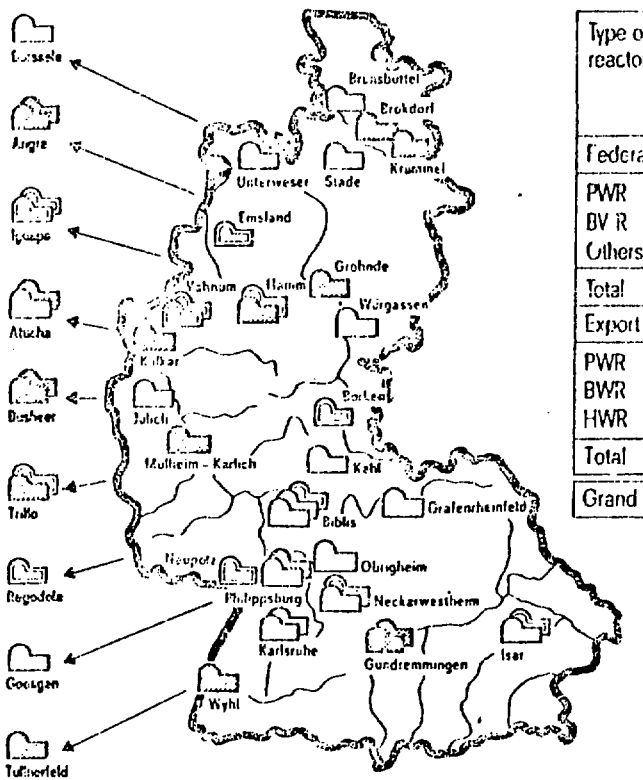
El Centro KFK-Karlsruhe es la organización responsable de la construcción y uso posterior del reactor MZFR de 52 Mw-moderado y refrigerado por agua pesada. Luego se edifican los centros de investigaciones KFA-Julich y Geesthacht.

El cuadro RFA- No 1 presenta los reactores en operación, construcción y encargados a mayo de 1982, incluyendo las unidades más pequeñas (1 HTGR de 13 Mwe y 1 FBR de 17 MWe, según la referencia). (1).

Actualmente se construye reactores estandarizados tipo PWR de 1300 Mw, 4 loops. Los diseños tipo PHWR con recipiente de presión como Atucha 1 y 2 en Argentina, se han desarrollado a partir del MZFR de Karlsruhe recientemente parado en mayo/84 para ser decomisionado; (44).

La experiencia de empresas conjuntas con países que desean desarrollar la capacidad tecnológica para impulsar planes nucleares de generación eléctrica y áreas asociados se puede apreciar a continuación (43) indicando el año de comienzo de la misma.

Cuadro RFA N°1:Centrales Nucleoeléctricas en la República Federal de Alemania y exportadas(Situación a mayo de 1982)

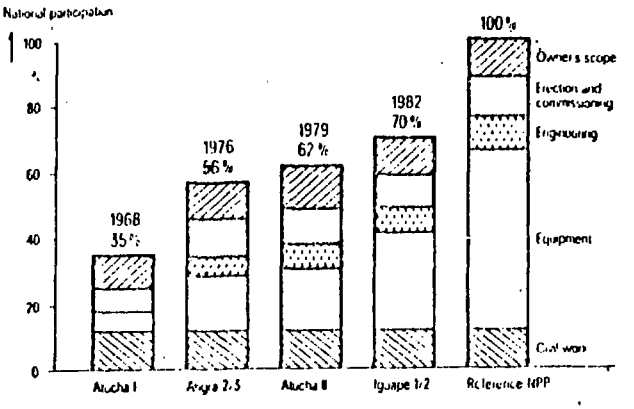


Type of reactor	In operation		Under construction		Ordered and/ or planned	
	Number	MW	Number	MW	Number	MW
Federal Republic of Germany						
PWR	8	7 023	5	6 726	9	11 750
BWR	5	3 298	3	3 900	–	–
Others	2	35	2	600	–	–
Total	15	10 356	10	11 226	9	11 750
Export						
PWR	2	1 439	5	6 277	4	4 799
BWR	–	–	1	723	–	–
HWR	1	367	1	745	–	–
Total	3	1 806	7	7 745	4	4 790
Grand Total	18	12 162	17	18 971	13	16 540

En Operación

En Construcción

Proyectadas y/o Ordenadas



Cuadro RFA N°2: Participación de la Industria Nacional en los proyectos nucleoeléctricos de Argentina y Brasil

Actualmente se encuentra en avanzadas etapas del montaje, un prototipo FBR de 300 Mle en Kalkar a un costo final estimado en 2400 millones de dólares.

En marzo de 1984 se instaló el tipo de blindaje rotatorio que cubre - la parte superior del reactor y proporciona blindaje para la carga del combustible, previéndose la terminación de la obra para agosto de 1985, y la operación comercial para mediados de 1987 (36).

Este país comenzó su programa nuclear importando la tecnología de países que la habían desarrollado previamente, como Estados Unidos. En una segunda etapa desarrolló por si misma una tecnología propia basada en la utilización del agua liviana-uranio enriquecido a agua pesada-uranio natural.

La tercera etapa condujo el país a la exportación de sus reactores - terminados y grandes componentes, calificando como proveedor internacional.

En el presente la opinión pública restringe la expansión del programa nuclear alemán y conduce, en algunos casos, a la suspensión por varios meses de los trabajos de construcción con las consiguientes pérdidas económicas y la necesidad de demorar la sustitución de los combustible fósiles.

Por otra parte se marcha hacia la estandarización a través de los PWR de 1300 Mwe construídos bajo licenciamiento standard conocidos como "Konvoi".

En cuanto al ciclo de combustible, Alemania ha construído instalaciones para almacenar el combustible irradiado en Gorleben (Baja Sajonia)-, finalizado en 1983 y actualmente en operación y en Ahus (Rin-Westfalia del norte). Este último está en construcción y costará 19 millones de dólares, permitirá almacenar hasta 1500 toneladas de combustible irradiado en cas-

cos secos, como por ejemplo los diseños Castor y Transnuclear que se han desarrollado tanto para el transporte como para el almacenamiento de - tiempo intermedio. (46) (51). El 08/10/84 se recibió en Gorleben el primer envío de 210 contenedores de LLW de la central de Stade, seguido de otros 296 al día siguiente (70). Los costos de generación nucleoeléctrica comparados con el carbón resultan 13 milésimas de dólar menor por cada KWh generado en 1982 y se proyecta para 1991 una diferencia con el - carbón de 25 milésimas de dólar (36), lo que alienta la continuación de las obras en ejecución al presente.

La empresa DWK suscribió recientemente un acuerdo con Cogema y - la SGN (ambas francesas) para intercambiar "know-how" en las actividades relacionadas con el reprocesamiento de combustible irradiado. De este modo se abren las líneas de empleo del mismo: su almacenamiento temporal y su re-utilización. La empresa DWK espera obtener la licencia a fines de 1984 para construir una planta de reprocesamiento de 350 toneladas por - año, cuyo diseño podría costar 2500 millones de dólares (46).

REPUBLICA DEMOCRATICA DE ALEMANIA

.Posee 5 reactores en operación comercial al 30/04/1984 (5) que representan una capacidad instalada de 1.694 Mwe. (1). El porcentaje de generación nuclear anual llegó al 12% en 1983 (2) y la experiencia acumulada de operación era de 47 años 5 meses al 31/12/83. Los reactores son del tipo PWR soviéticos, 4 de los cuales de 440 Mw. que es el módulo que se utiliza en los países sociales. El tiempo medio de construcción fue de 5,2 años - (1). Todo el programa nuclear se basa en la colaboración con la URSS.

ARGENTINA

Tiene en operación 2 reactores de potencia PHWR (uno de ellos CANDU) con una potencia total instalada de 935 Mwe (1). El porcentaje de generación nuclear fue del 7% en 1983 (10) aunque la capacidad instalada represente sólo el 4% del parque generador. A fines de 1983 la experiencia acumulada de operación fue de 10 años 7 mesesy el tiempo medio de construcción de 7.4 años (1).
Está en construcción un PHWR de 692 Mwe y 3 más planificados por 1800 Mwe (1).
Los costos de generación eléctrica se desprenden del siguiente cuadro, expresados en milésimos de dólar por Kwh (11)

Año	Nuclear	Hidráulica
1980	27	36
1981	30	--
1982	24	--
1983	20	16
1984	23	--

La CNEA Argentina fue creada el 31/5/1950. Hacia 1964 se inician las actividades en el campo nucleoeléctrico, adjudicándose un contrato llave en mano a la empresa Siemens en 1967 para la provisión de un reactor de 319 Mwe, tipo PHWR, comenzándose la calificación de empresas nacionales para atender la provisión del máximo porcentaje de suministros para el proyecto Atucha-1 situada en la provincia de Buenos Aires, que entró en operación comercial el 24/6/1974 con un 40% de participación nacional en el total de la obra y 6 años de construcción.
La segunda central nuclear se adjudicó al consorcio AECL-Italimpianti, y comenzó a construirse en 1974. La misma es un PHWR de 600 Mwe que se localizó en Embalse, Provincia de Córdoba y comenzó su operación comercial en noviembre de 1983, con 9 años de construcción y más del 50% de participación nacional.

En la diferencia de costos de la energía generada por ambas centrales, puede apreciarse el esfuerzo para incrementar la participación del país en el segundo proyecto. El cuadro siguiente (12) indica la distribución de las inversiones en un proyecto tipo y la participación argentina por sectores.
Los trabajos de exploración de mineral de U se intensificaron en la última década. En diciembre de 1982, las reservas razonablemente aseguradas (a menos de US$ 30/lb de U_3O_8) eran 30.363 ton (13), suficientes para abastecer 9 reactores nucleares de 600 Mwe durante 30 años (11).
El plan nuclear argentino aprobado por decreto N° 302 de 1979 toma en cuenta esta disponibilidad y prevee la instalación de cuatro centrales nucleares además de las centrales 1 y 2 antes del próximo siglo según se aprecia en el cuadro siguiente (1).

Central	Emplazamiento	Capac. neta	Operac. Comercial-Prevista
CN. Atucha 2	Atucha Prov. de Buenos Aires	692 Mwe	12/1988
CN. IV		600 MWe	1991
CN. V		600 Mwe	1995
CN. VI		600 Mwe	1997

La Central Atucha 2 está en construcción desde 1981 y es la primera que no se contrata llave en mano, con los servicios y suministros argentinos bajo la responsabilidad de la CNEA, constituyéndose una empresa mixta (ENACE), en la que la CNEA tiene el 75% del capital, que deberá actuar como contratista principal en la ingeniería de diseño e industrial de las 4 futuras centrales nucleares.
Al mismo tiempo se promocionó la indsutria nuclear en particular las empresas metalúrgicas capaces de fabricar los grandes componentes (excepto recipiente de presión) como Pescarmona (Mendoza).

Distribución de las inversiones

En una Central Nuclear tipo:

8%	Ingeniería
15%	Obra civil
17%	Montaje
60%	Suministros electromecánicos

En CNA-I:

Participación nacional por sector		en el total
--	Ingeniería	--
90%	Obra civil	13,5%
50%	Montaje	8,5%
13%	Suministros electromecánicos	7,3%
		29,8%

En CNE:

33%	Ingeniería	2,6%
100%	Obra civil: 700.000 m^3 de movimiento de tierra, 80.000 m^3 de hormigón, 9000 t de hierro estructural.	15 %
95%	Montaje	16 %
33%	Suministros electromecánicos: esclusa de equipos - 110t, 12 m de largo y 7,5 m Ø-, intercambiadores y bombas del moderador, etc.	19,8%
		53,6%

Otras instalaciones relacionadas con el ciclo de combustible uranio natural - agua pesada, se detallan seguidamente (14)

Instalación	Tecnología	Emplazamiento	Estado actual	Planta en operac. prevista	Característic
- Planta Piloto de agua pesada	propia	Atucha, Prov. Bs.As.	en const. desde 1980 -	1986	2 t/a
- Planta Industrial de agua pesada	Sultzer	Arroyito, Prov. Neuquén	en const.	1985	250 t/a
- Fábrica de elementos combustibles tipo Atucha y tipo CANDU (CONUAR SA)	propia/KWU/AECL	CAE, Prov. Bs.As.	en operac.		
- Planta piloto de fabricación de combustible tipo MTR	propia	CAC, Prov. Bs.As.	en operac.		
- Laboratorio de procesos radioquímicos	propia	CAE, Prov. Bs.As.	en const.	1985-1986	
(planta de reprocesamiento de combust. quemado tipo Atucha y tipo CANDU)	propia	Córdoba	en operac. desde 12/1982		
- Planta de producción UO2	propia	Pilcaniyeu, Prov. Río Negro	algunos módulos en operac. desde 11/1983	1985	62.850.000 U
- Planta de producción de U enriquecido por difusión gaseosa.					84,4% en bienes y servicios del país

Instalación	Tecnología	Emplazamiento	Estado actual	Característica
- Complejo minero fabril TONCO y Yacimientos uraníferos Don Otto		Prov. de Salta	en operación	
- Complejo minero fabril Los Gigantes		Prov. de Córdoba	en operación	
- Complejo minero fabril La Estela		Prov. de San Luis	en operación	
- Complejo minero fabril San Rafael		Prov. de Mendoza	en operación	
- Complejo minero fabril Malargue y yacimientos uraníferos Sierra Pintada		Prov. de Mendoza	en operación	
- Complejo minero fabril Pichiñán y planta de concentración Los Adobes		Prov. de Chubut	en operación	
- Planta piloto de elaboración de esponja de zirconio	propia	CAB.Prov. Río Negro	en operación	1500 kg/a

Instalación	Tecnología	Emplazamiento	Estado actual	Característica
- Planta piloto de aleaciones especiales	propia	CAE, Prov. Bs.As.	en operación	
- Laboratorio de plutonio	propia	CAC.Prov. Bs.As.	en operación	

Argentina escogió la línea UNAT-D_2O por considerarse las siguientes ventajas (15): de acuerdo con la infraestructura técnico-industrial del país, permite lograr:el dominio del ciclo de combustible,

aprovechar un 15% más el uranio por Kwh generado,

una rápida integración de la industria nacional,

la tecnología nuclear para la fabricación de las componentes, especialmente en el diseño de tubos de presión es más accesible a la capacidad industrial del país.

La infraestructura de investigación y desarrollo ha sido creada a partir de varios reactores de investigación, que a excepción del primero de ellos (tipo Argonant) y el cuarto (homogéneo) han sido diseñados con medios propios.

Reactor	Potencia Térmica	Enriquec.	Tipo	Emplaz.	Estado actual	Empleo Principal
RA 0	1W	20 %	MTR	Univ. Córdoba	desmant.	fac. crítica (invest.)
RA 1	150 W	20 %	Argonaut	CAC	operat.	invest. irrad.
RA 2	10W	89,8 %	MTR	CAC	desmant.	fac. crit. (invest.)
RA 3	5 MW	90 %	MTRsólido	CAE	operat.	prod. invest. irrad. varias
RA 4	0,1 W	19,9 %	homogéneo	Univ. Rosario	operat.	enseñanza
RA 6	5000 KW	20 %	MTR	CAB	operat.	enseñanza e invest.

El dominio de la tecnología básica ha permitido participar internacionalmente en diferentes proyectos de reactores de investigación en América Latina, siendo en Perú donde se logra la mayor actividad con el diseño y la ingeniería de un Centro Atómico que comprende un reactor de 10 MW, una planta de producción de radioisótopos y laboratorios completos, además de la instalación del RP-0 para fines de enseñanza.

Además de las instalaciones mencionadas, para el logro de la tecnología nuclear básica para el desarrollo de las actividades propias del soporte tecnológico al plan nuclear y la capacitación del personal en todas las áreas, se han instalado desde el comienzo de las actividades de la CNEA, varios centros nucleares: CAC, CAE y CAB, donde funciona el Instituto Balseiro para la formación de físicos e ingenieros nucleares.

AUSTRIA

Este país posee un reactor BWR de 780 Mwe que fue provisto por la empresa alemana KWU. Desde que fue terminada su construcción, por un referendum nacional, la planta que costó 400 millones de dólares, no se le ha permitido entrar en operación, situación qeu se mantiene desde 1978. Austria importa el 62% de sus requerimientos energéticos totales. Se estima que la central nuclear de Zwentendorf podría suministrar hasta un 10% de las necesidades de energía eléctrica del país. A fines de octubre de 1984, en una reunión de los miembros socialistas del parlamento, el gobierno manifestó su intención de tratar de obtener la reactivación de la planta, proceso que puede demorar largo tiempo. (70)

BELGICA

Posee 5 reactores en operación al 30/4/84 que representan 3863 Mwe (1) y se han construido en un tiempo medio, de 5,8 años (1) 1983. El porcentaje de generación nuclear en 1983 fue de 45,9% (2) ocupando el segundo lugar en el mundo después de Francia.
A fines de 1983 tenía 2 PWR por 2012 Mwe en construcción (1).
El desarrollo nuclear se inicia con el tratado de 1944 (35) por el cual el país vende Uranio del Congo a Estados Unidos e Inglaterra, con una cláusula de ser favorecido en las aplicaciones industriales de la energía nuclear.
En 1956 las empresas productoras de electricidad colaboran en el montaje del primer PWR norteamericano exportado, de 11,2 MWE que se licenció en 1962 en Mol. Se capacitó el personal para el futuro programa nuclear y se hicieron irradiaciones de diseños más avanzados de combustible.
En 1959 se asocian las empresas eléctricas en EDF para construir en Francia el reactor prototipo PWR de 312 Mwe en Chooz. Luego se instalaron 2 PWR de 392,5 Mwe en Doel y otro de 870 en Tihange, en colaboración con los franceses, licenciándose en 1975.
En 1982 entraron en servicio el tercer reactor en Doel y el segundo en Thihange (ambos PWR de 900 Mwe), y hay otros dos casi finalizados de 980 Mwe.
En el campo de los reactores rápidos, este país participa en el arranque de la planta Enrico Fermi 1.
En 1967 firma un tratado con Holanda y Alemania Federal para el desarrollo y construcción del prototipo FBR de Kalkar, de 300 Mwe.
Diez años más tarde firma un acuerdo de cooperación con Francia para el proyecto del FBR de 1200 Mwe Superphánix que entrará en operación en 1985. (51)
Actualmente más del 90% de los recursos primarios de energía deben ser importados y está previsto que el 60% de la generación eléctrica sea de origen nuclear cuando las plantas en construcción estén conectadas a la red.
Es un ejemplo típico de país occidental que continúa adelante con su programa de generación nucleoeléctrica.
En 1982 el Kwh nuclear costó 55 milésimos de dólar. (19) El 17/4/1984 firmó un acuerdo con Francia para participar en la construcción de dos reactores de 1400 Mw a ubicarse en Chooz (Ardemas francesas), estando condicionado a la participación francesa en la próxima unidad de Doel. (63).

BRASIL

Tiene un reactor PWR en operación comercial, de 626 Mwe que fue construido en 11 años. La experiencia operativa acumulada es de 1 año 9 meses al 31/12/83 (1). Está construyendo un PWR de 1245 Mwe y tiene planificados otros 7 PWR por un total de 8715 Mwe. (1)

El ambicioso programa nuclear se creó muy temprano y se dispersó luego el esfuerzo, de forma que el reactor en construcción tiene un 10% de avance de obra al 30/6/84. (51)

Este país posee un potencial hidroeléctrico estimado en 120 a 140 Gwe. La generación eléctrica de esta fuente en 1983 costaba 33 milésimos de dólar por Kwh.

El crecimiento de la demanda eléctrica ha tenido una tasa anual del 11% durante 10 años y hasta 1980, en el comienzo de la crisis recesiva el crecimiento se mantuvo. En el quinquenio 1973-1978 alcanzó el 12%.

La necesidad de disponer de abundante energía para su industria en expansión llevó a establecer un programa nuclear de 9 reactores, de los cuales sólo Angra-I se encuentra operando comercialmente (desde el 1/2/1984) (36). Debido a problemas de diseño en los generadores de vapor se realizaron reparaciones en los mismos, manteniéndose al 100% de potencia por primera vez, durante 34 horas, el 28/2/1984. (25)

El crecimiento inicialmente previsto de la capacidad nuclear instalada puede apreciarse a continuación:

Año	Capacidad en Mwe	%
1979	626	2
1990	10.600	14
2000	75.000	35

El segundo reactor para la central nuclear Angra dos Reis aún está en las primeras etapas del montaje por lo cual se infiere que el plan no podrá ejecutarse como fue planeado. Se crearon instituciones para la capacitación del personal técnico y profesional, de elevado nivel, destacándose la preocupación por el ciclo de combustible de la línea elegida para los reactores a ser instalados (PWR) la ejecución del Plan Nuclear se estructuró en relación al acuerdo firmado en 1975 con Alemania Federal, creándose empresas mixtas de ingeniería y producción, obteniéndose contratos de asistencia técnica especial en gran escala, fundándose, entre otras, Nuclebras.

Se firmaron contratos de información técnica y transferencia de tecnología estableciéndose en Centro de Desarrollo Tecnológico para el área de investigación y desarrollo, resultando una extensa capacitación del personal en los Centros de Investigación alemanes KFA-Julich y KFK - Karlsruhe. Estas realizaciones fueron posibles a través de una extensa actividad a lo largo de más de 30 años, según puede apreciarse en el resumen siguiente (37) dedicándose especial atención a la formación de recursos humanos, a la calificación, evaluación y promoción de la industria relacionada y en general a la planificación energética a la luz de los recursos disponibles.

Resumen de las actividades nucleares en el país

1939 Fundación de la Facultad Nacional de Filosofía

1936-41 Se forma en la Facultad de Filosofía de San Pablo dos equipos de investigadores: uno de física teórica y otro experimental

1953 Se instaló el Instituto de Investigaciones Radiactivas (IPR) junto a la Universidad Federal de Minas Gerais
Se fundó el Instituto de Energía Atómica (IEA) en San Pablo.

1960 Se creó el Laboratorio de Dosimetría.

1963 Se creó el Instituto de Ingeniería Nuclear (IEN)

1971 Se convierte en el Instituto de Radioprotección y Dosimetría (IRD)

CNP

1950 Se creó una Comisión de Profesores y hombres de ciencia para elaborar un proyecto de ley para crear el Consejo Nacional de Investigaciones (CNP)

15/1/1951 Se creó el CNP por ley 1310.
Por su apoyo se crearon otros institutos: Centro de Investigaciones Físicas y Matemáticas de la Universidad de Recife, Instituto de Matemática pura y aplicada de Río de Janeiro, el IPR de la Escuela de Ingeniería de la Universidad de Minas Gerais, el Centro de Investigaciones Físicas de la Universdiad de Río Grande del Sur y otros.

1953 Alemania entrega 2 ultra centrífugas para el proceso de enriquecimiento del combustible (uranio) y se instalaron en el Instituto de Investigaciones Tecnológicas de San Pablo.

6/11/1974 Por ley 6.129 el CNP se transforma en el Consejo Nacional de Desenvolvimiento Científico y Tecnológico y se trasladó para Brasilia el anterior CNP.

IPR

El Instituto de investigaciones radiactivas adquirió un reactor de investigación TRIGA (GA) en US$ 140.000 excepto obra civil, laboratorios y anexos, que se instaló en dos años (2° reactor del país).

1965 Se formó el "Grupo del torio alentado por:

a. reservas mayores a las de U
b. agotamiento rápido de las reservas de Uranio al emplear en programa de L.W.R.
c. el precio del Uranio en ascenso provocaría problemas económicos, según sus propios argumentos."

10/10/1956 Por decreto N° 40.110 fue creada la Comisión Nacional de Energía Nuclear subordinada directamente a la Presidencia.

22/7/1960 Por Ley N° 3.782 se creó el Ministerio de Minas y Energía, incluyendo en su jurisdicción a la CNEN.

9/7/1961 Por decreto 50.753 el gobierno autorizó a la CNEN a obtener rentas provenientes de la industrialización de minerales nucleares y prospección; administrar, representar y realizar intercambio técnico y científico; instalar reactores de potencia, formar técnicos; desarrollar las actividades correspondientes de su competencia.

23/12/1967 Se aprobaron las directivas que deberían guiar la Política Nuclear del Brasil desde el 1/1/1968.
La misma tiene por finalidad: "Promover en el Brasil, con alta prioridad el empleo de la energía nuclear, en todas sus formas de utilización pacífica al servicio del desarrollo económico, científico y tecnológico nacional, así como el bienestar del pueblo brasilero".

Algunos fundamentos de esa política nuclear:

- "Derecho a utilizar la energía nuclear, para fines pacíficos, como factor preponderante del desarrollo nacional, como soporte de nuestra seguridad y perspectiva de progreso para toda América Latina."

- "Colaboración de países más adelantados en el asunto, para establecer una técnica nacional e implantar una industria nuclear en nuestro territorio..

- "Cooperación con países en nivel técnico equivalente al nuestro, particularmente los de América Latina."

- "Colaboración del Brasil para la proscripción de armas nucleares en todo el mundo en defensa de la paz mundial, mediante el establecimiento de tratados elaborados en el seno de las organizaciones internacionales a las que pertenecemos.
Adopción de medidas objetivas, realistas y justas que, garantizando a consecuencia de ese desideratum, no vengan a transformarse en medios de acer-

camiento del desarrollo de países considerados no nucleares."

IEA

31/8/1956 Por decreto 39.872 se creó el Instituto de Energía Atómica a partir de un convenio entre CNP y la Universidad de San Pablo, donde se instaló.

Su finalidad: "Desarrollar investigaciones sobre energía atómica para fines pacíficos, producir radioisótopos; contribuir a la formación, en ciencia y tecnología nucleares, de científicos y técnicos provenientes de varias unidades de la Federación, establecer bases, datos constructivos y prototipos de reactores destinados al aprovechamiento de la energía atómica para fines industriales, de acuerdo con las necesidades del país."

1957 Se instaló un reactor experimental de fisión, torio 232 y U 233, U 238 y Pu 239.

1961 Se publican los trabajos en el N° 42 del IEA. "Producción de Compuestos de Uranio atómicamente puros en el IEA."

1962 Se creó la División de Metalurgia Nuclear, para investigar la fabricación de elementos combustibles para reactores.

Al comienzo los trabajos se orientaron a la fabricación de combustible de los reactores "Re-suco", que era una facilidad crítica en la Universidad Federal de Pernanbuco (Recife) y "Argonaut" del Instituto de Ingeniería Nuclear (IEN) de Río de Janeiro.

Luego continuaron la formación de personal en metalurgia y cerámica nuclear, colaborando en cursos de post-grado de la Escuela Politécnica de la Universidad de San Pablo.

Las líneas actuales de investigación del IEA son:

a. Física de Reactores (termalización y moderación de neutrones, transporte y difusión de neutrones, cálculo y análisis del núcleo de reactores, técnicas experimentales y de la Física de Reactores).
b. Ingeniería y tecnología de Reactores (transferencia de datos en reactores, materiales de reactores y seguridad de reactores).

c. Ciclo de combustible (enriquecimiento).

d. Física nuclear aplicada (procesos fundamentales y datos nucleares, Protección Radiológica).

Los proyectos actuales son: estudio de HTGR y de reactor de potencia cero.

1960 Fue creado el Laboratorio de Dosimetría (LD), oxígeno de la CNEN.

7/7/1972 Por decreto 70885 se transfirió el LD a la Compañía Brasileña de Tecnología Nuclear (CBTN)

1973 El L.D. pasa a llamarse Instituto de Radioprotección y Dosimetría (I.R.D.)

16/3/1974 Por Ley N°6189 se creó Nuclebrás (Empresas Nucleares Brasileñas S.A.) en lugar de la CBTN, la que es disuelta.
La nueva empresa pasa a ser el órgano ejecutor de la política nuclear brasileña.
Actualmente está ubicado en Barra de Tijuca, Río de Janeiro.

1974 O.I.E.A. reconoce al Laboratorio Secundario de Patrones de dosis (SSDL) como centro de referencia para el país y áreas vecinas.

1976 La Organización Mundial de la Salud también:
Los principales progresos son:
a. Protección Radiológica - Protección Personal
b. Protección Radiológica en Medicina y Odontología

Presta asistencia a 200 instituciones entre industrias, hospitales empresas del Gobierno, centro de investigación, universidades y unidades militares.

I.E.N.

1963 Se creó el Instituto de Ingeniería Nuclear como centro de investigaciones de la Universidad del Brasil con técnicas de la CNEN.

Se proyectó, construyó y probó un reactor tipo "Argonaut" cuyo combustible fue fabricado por el IEA de San Pablo.

19/2/1965 Primera criticidad del reactor.

1972 Se transfirió el IEN a la Compañía Brasileña de Tecnología Nuclear (CBTN)

Los principales proyectos fueron:

a. Proyecto de Elementos Combustibles (PEC)
b. Proyecto de Reprocesamiento de Combustibles Irradiados (Proceso Puox)

Se establece un acuerdo con el CEA francés para construir un reactor experimental "Cobra".

1974 Nuclebrás absorbe al IEN, sucediendo a la CBTN.
Actualmente, el IEN pasó a la órbita de la CNEN, localizándose en Ilha do Fundao de Río de Janeiro.
Su equipamiento comprende: un reactor Argonaut de 10 Kw, un ciclotrón de energía variable, un circuito de sodio líquido.

Angra 1

1968 Grupo de técnicos del OIEA aconseja instalar una central de 500 Mw

1969 El gobierno decidió construir la primera central y se enviaron técnicos a Canadá, E.U.A. y Europa a ver cómo operarla.

1970 Se presentó el estudio de emplazamiento a CNEN, sobre la Playa de Itaorma, cerca de la ciudad de Angra Dos Reis.
Es un valle de 500 mts. rodeado de montañas suaves de 700 mts., con 2 islas frente a la playa.

6/1970 La empresa Tearoslo trabaja en el lugar de emplazamiento y FURNAS se ocupaba del reactor.

Fueron invitados los principales proveedores para la presentación de ofertas. Presentación de ofertas para la provisión de equipamiento completo de la parte nuclear y convencional, el montaje total, la fabricación del combustible y el enriquecimiento, la supervisión técnica de las pruebas preoperacionales y el licenciamiento, entrenamiento del personal de operaciones, funcionamiento de los equipos y servicios a ser provistos.
No se incluyeron expresamente la obra civil de la central y los servicios auxiliares el envoltorio de acero del edificio de contención, por lo cual no se ajusta al programa de llave en mano clásico.
En las propuestas se incluyó la obligación de proporcionar los elementos necesarios para la elaboración de los informes Preliminar y Final de Riesgos (RPAS y RFAS) exigido por las normas de licenciamiento vigentes en el país.
Los contratantes debían participar a la industria local en la fabricación de componentes y otros servicios.

Se presentaron las siguientes empresas:

Fabricante	Reactor
General Elecgric	BWR
Westinghouse	PWR
KWU (AEG)	BWR
KWU (Siemens)	PWR
The Nuclear Power Group	SGHWR (agua hirviente y moderados por D_2O)

18/5/1971 Se elevó el informe al Ministerio de Minas y Energía, recomendándole la propuesta de un reactor PWR Westinghouse que se asociaría para el montaje con los EBE y para el proyecto con Gibbs & Hill Inc. y Promon Engenharía S.A. Esta propuesta contemplaba mejor que las otras la participación de la industria brasilera.

7/4/1972 Se asignarían dos contratos:

a. Equipamiento electromecánico y nuclear de la central.
b. provisión y fabricación de combustible.

Promon realizó la subestación de 500 Kv (3 transformadores de 253 Mva)
El sistema de agua de refrigeración toma del mar y la descarga se hace a través de un túnel de 1 km. de largo, 10 mts. de diámetro, cavado en la roca. Todos los trabajos se efectuaron bajo un programa de garantías de calidad.

1/10/1972 Comenzó la obra civil. Las fundaciones se hicieron sobre roca (23 metros) para el E/R y el edificio auxiliar. Las demás estructuras fueron cimentadas sobre el terreno compactado.

mediados déc. 70' W invitó a EBE (fundada en 1939) a participar en un consorcio para proveer materiales, equipos y servicios para la obra.
EBE tenía la mayor calificación en el montaje de usinas termoeléctricas.
Empleó para el montaje 1950 hombres en el pico máximo de trabajo.

Firma del Acuerdo Nuclear entre Brasil y la República Federal de Alemania

El Acuerdo firmado el 27 de junio de 1975 entre Brasil y Alemania previó la construcción de 8 centrales nucleares de 1300 Mw a ser instaladas antes de 1990 y previa la garantía de suministro e instalación de una capacidad nacional de proyecto y fabricación en todas las áreas de ciclo del combustible.
En Angra-1 la participación brasilera fue del 8% en la provisión de equipamiento electromecánico en las demás unidades de Angra dos Reis tendrán un 30% y para fines de la década del 80 debía lograrse prácticamente el total de los equipos.
Nuclebrás por su cuenta continuó la investigación sistemática del torio para desarrollar reactores reproductores y otros de alta temperatura.
Esta empresa sucedió a la CBTN y fue creada por ley 6189 del 16/12/1974.
Las subsidiarias quefueran previstas por el Protocolo Industrial del 27/6/1975 e instalaron en 1976:

a. NUCLEN (Nuclebrás Engenharía S.A.)
b. NUCLEP (Nuclebrás Pesados S.A.)
c. NUCLEI (Nuclebrás Enriquecimiento Isotópico S.A.)
d. NUCLAM (Nuclebrás Auxiliar de Mineracao S.A.)
e. NUSTEP (con sede en la República Federal de Alemania)

También fue creada la empresa NUCLEMON (Nuclebrás de Monazita e Associados Ltda.)

La empresa NUCLEI comenzará a operar la primera cascada de su planta de enriquecimiento isotópico de uranio en febrero de 1985. La misma es de tipo toberas y permitirá enriquecer al 1%. Al operar, se constituirá en la segunda instalación de enriquecimiento en América Latina. Está emplazada en el complejo Resende, en el estado de Río de Janeiro.

BULGARIA

Posee 4 reactores en operación que han sido construidos en 6,5 años promedio, 440 Mwe por un total de 1.632 Mwe, habiendo acumulado una experiencia de operación de 22 años 6 meses al 31/12/83 (1).
Se encuentran en construcción 2 PWR por un total de 1906 Mwe, y están planificados otros 2 PWR de similar potencia, en Kozloduy.
El porcentaje de generación nuclear en 1983 fue 32,3%. (1)
La quinta unidad consta de una estructura prefabricada para albergar el recipiente de presión del reactor, que fue instalada en 1984, con equipos de mano de obra especializada de Polonia, Alemania Oriental Checoslovaquia y la URSS, según la revista soviética Trud.
Las unidades 7 y 8 estarían terminadas para 1995 y la capacidad nuclear sería entonces de 5760 Mwe, correspondiendo al 50% de la generación eléctrica total. (66)

CANADA

Posee 15 reactores en operación (7.891 Mwe) a fin de 1983, que representan el 12,9% de la generación eléctrica del país. (1)
La provincia de Ontario tiene el 25% y planifica llegar al 40% para la década del 90. (50)
Se están construyendo 8 reactores CANDU que representan 5.925 Mwe y está planificada otra unidad de 881 Mwe.
Con una capacidad instalada de casi 8.000 Mwe, está previsto incorporar otros 6.000 en los próximos años, en un país donde la ley prohibe quemar petróleo para generar electricidad y ese cometido es cumplido por el carbón y el uranio natural.
Los costos de generación resultan 2/3 de los del carbón. (21)
En los últimos 12 años la empresa Ontario Hydro ha ahorrado 2000 millones de dólares canadienses con la generación eléctrica nuclear en sustitución del carbón, incluyendo gastos de capital, operación y combustible. Ese beneficio acumulado en 1996 se estima en 10.000 millones de dólares canadienses. (50)
Los problemas de agosto de 1983 ocurridos en la Central Pickering que imponen un retubado de los canales de combustible de dos reactores exigieron el estudio de la resolución definitiva para el buen rendimiento de la planta durante toda su vida útil, sin costos de mantenimiento muy elevados.
El desarrollo nuclear de este país está íntimamente ligado al desarrollo de los ya exitosamente probados reactores moderados y refrigerados por agua pesada, cargados con uranio natural, en una configuración del núcleo tubular que disminuye drásticamente el término fuente en el caso de un accidente masivo que altere la integridad del núcleo.
Los elevados factores de carga lo sitúan año a año en los primeros lugares del mundo.
La tecnología necesaria para la fabricación, montaje y licenciamiento de los reactores CANDU es accesible a países en desarrollo con infraestructura industrial según lo demuestran las exportaciones a Corea, Rumania, India y Argentina.

Según la reciente XXIV Conferencia Anual de la Canadian Nuclear Association se expuso la proyección del sistema CANDU a través del compromiso de Rumania de construir el tercer CANDU, y otras cinco plantas en Cernavoda.

Por otra parte, el nuevo Ministerio turco de Energía, reafirmó la carta de intención firmada con AECL para el proyecto Akkuyu.

Los intereses se extienden a los planificados 1800-2400 Mwe de Corea del Sur y a la segunda planta yugoslava, así como a la segunda faz del programa nuclear egipcio.

El sistema CANDU se está evaluando en Japón y los referidos estudios durarán 2 años. La exportación de electricidad a los Estados Unidos se verá incrementada con la proyectada Point-Lepreau 2 para 1991.

Recientemente fue anunciado el descubrimiento del yacimiento de uranio más rico del mundo (con una ley del 10%) en la provincia de Saskatchewan. El hallazgo fue realizado por una expedición japonesa-canadiense-francesa. Esta concentración es tres veces superior a la de la mina de Key Lake, en operación actualmente en la misma provincia. (70)

REPUBLICA DE COREA

Tiene 3 reactores en operación comercial al 30/04/84 (1789 Mwe) cuya generación ha representado el 18,4% en 1983 y la experiencia acumulada de operación es de 8 años, 5 meses. El tiempo medio de construcción ha sido 6,2 años (1).

A fines de 1983 están en construcción 6 PWR por un total de 5.474 - Mwe y están planificados otros cuatro reactores aún no definidos (3.456 - Mwe) (1) ; dos unidades de 900 Mwe podrían ser las primeras, según la consultora Burns & Roe (65) las actividades nucleares comenzaron en 1957 cuando se hizo miembro del OIEA estableciéndose la Oficina de Energía Nuclear en 1959.

Debido a los escasos recursos energéticos, se trazó un Plan Nuclear que prevé 13 reactores nucleares para 1991, aportando el 36% de generación eléctrica (41) o sea el doble que en el presente año 1984. En 1981 - el porcentaje fue del 6% (41).

El mencionado plan se ha dividido en 2 períodos, el primero incluye 3 centrales de 600 Mwe contratados llave en mano tipo PHWR y PWR, el segundo prevé 6 centrales de 900 Mwe tipo PWR planificados y ejecutados bajo responsabilidad propia.

La empresa Korea Electric Power Corporation (KEPCO) en colaboración con KNE es el arquitecto ingeniero para el diseño, ingeniería y manejo gerencial del proyecto.

El tercer período se espera que incluya FBR para aumentar la utilización de los recursos uraníferos.

El siguiente cuadro indica la evolución prevista en la participación de las distintas fuentes de energía eléctrica (41).

Fuente de Energía Eléctrica	Participación en la generación %		
	1981	1986	- 1991
Petróleo	72.2	35	18.3
Hidráulica	8.1	7.3	6.2
Carbón	7.6	16.9	18.4
Nuclear	6.0	27.1	41.5
Gas Natural	-	8.0	9.5

Los recursos uraníferos del país se estiman en 57,8 millones de toneladas de mineral con una ley promedio del 0.4%.

Además existen 700.000 toneladas de monacita conteniendo torio. El ciclo de combustible será cubierto con ciertos procesos fuera del país, firmándose contratos de enriquecimiento con el DOE norteamericano y - COGEMA francesa.

Se han previsto almacenamientos de combustibles en el sitio del reactor para un mínimo de 10 años.

Las instalaciones e instituciones que posee el país se detallan seguidamente (41).

INSTALACION	COMIENZO DE ACTIVIDADES	CAPACIDAD
Centro de Seguridad Nuclear	1981	
Triga Mark II (100 KW) Oficina de Energía Nuclear (DOE)	1959	
Instiuto de Investigación Radiológica (RRI)	1963	
Instituto de Investigación Radiológica para Agronomía	1966	
Triga Mark III (2MW)	1972	
Bureau de Energía Atómica (AEB)	1973	
Bureau de Regulaciones Nucleares	1979	
Instituto de Investigaciones de Energía Avanzada Corea	1980	

INSTALACION	COMIENZO DE ACTIVIDADES	CAPACIDAD
Compañía de Combustible Nuclear de Corea	1982	
Planta Piloto de fabricación de combustible PWR y PHWR	1978	
Facilidad de conversión de U_3O_8 en UO_2	1982	100 MT U/ a
Planta piloto de tratamiento de mineral.	1982	150 Kg. mineral por hora.
Facilidad para examen de post-irradiación del combustible y pruebas de seguridad.	1984	
Facilidad de tratamiento de desechos radiactivos.	1984	
Corea Power Engineering Co. (Kopec)	1976	
Instituto de Investigaciones de Energía Atómica de Corea.	1973	

Las necesidades de combustible para el programa nuclear se indican en el cuadro siguiente (41).

REQUERIMIENTOS DE COMBUSTIBLE NUCLEAR

COMPONENTE	AÑO			
Uranio	Anual	560	1.300	1.900
(MTUO)	Acumulativo	2.400	6.200	14.800
Conversión	Anual	540	1.000	1.600
(MTU)	Acumulativo	1.600	4.600	12.000
Enrequecimiento.	Anual	80	700	1.100
(MTSWU)	Acumulativo	650	2.800	7.900
Fabricación	Anual	90	220	360
(MTU)	Acumulativo	330	1.100	2.700

* Incluyendo KNU No. 3 (PHWR), requerimiento de fabricación.

La industria nuclear se ha desarrollado gradualmente y el grado de participación en la fabricación de distintos componentes se indica en el cuadro siguiente (41).-

...

ESQUEMA DE LOCALIZACION DE LOS COMPONENTES DE CENTRALES NUCLEARES.

Unidad No.	Porcentaje de localización.		Unidad No.	Porcentaje de localización.	
5 & 6	NSSS	10	11 & 12	NSSS	40
	T/G	11		T/G	50
	B.O.P.	33		B.O.P	65
7 & 8	NSSS	18	13 & 14	NSSS	50
	T/G	28		T/G	55
	B.O.P.	45		B.O.P.	70
9 & 10	N.I.	25	15 & 16	NSSS	55
	C.I.	40		T/G	60
	B.O.P.	55		B.O.P.	75

* NSS Sistema Nuclear de Suministro de Vapor.
T/G Turbina Generador.
B.O.P. Balance de Planta.

N.I. Isla Nuclear.
C.I. Isla Convencional.

CUBA

De acuerdo al anuncio oficial del 26/7/1984 este país tendría 4 PWR de 417 c/u de diseño soviético en construcción. En el lugar de la obra están trabajando 5.700 empleados en el emplazamiento Juraqua y el gobierno espera ahorrar 500 millones de dólares en petróleo en la generación nuclear. (51)

CHECOSLOVAQUIA

Este país tiene 3 reactores en operación, del tipo soviético PWR de 440 Mwe, por un total de 1.144 Mwe. La experiencia de operación al 31/12/83 era de 8 años 11 meses (1) y el tiempo promedio de construcción ha sido 5,3 años. El porcentaje de generación nuclear fue del 8% en 1983. A fines de ese año se encontraban en construcción 9 PWR por un total de 4.354 Mwe y están planificados otros 5 que implican 3.834 Mwe (1), y que involucran centrales de 1000 Mwe. La planta Bohunice-A1 de 160 Mwe, es un reactor refrigerado por gas y moderado por agua pesada, que sufrió un accidente en 1976, falleciendo dos operadores de la misma. Se determinó que la oclusión de un canal de refrigeración de combustible se debió a una bolsa de silica gel no desembalada de un elemento combustible, de procedencia soviética. Las tareas de limpieza y descontaminación permitieron la remoción del combustible. (63)

CHINA

Posee un reactor tipo PWR en construcción en Quinsham, cerca de Shanqai, de 300 Mwe. El diseño es nacional con qran participación de qrupos empresariales occidentales. Mitsubishi de Japón proveerá el recipiente de presión y los "internals". La empresa KSB de Alemania Federal proveerá las bombas primarias y secundarias de circulación. La instrumentación del núcleo será provista por KWU. La empresa Italimpianti hará la revisión del diseño chino de los qeneradores de vapor. Se prevé su puesta en operación para 1988. (51)

Recientemente el país accedió a importar tecnoloqía nuclear y planifica construir dos reactores tipo PWR de probable diseño francés de 900 Mwe cada uno, en la bahía de Daya, ubicada 70 kmts. al nordeste de Honq Konq. Podría estar en servicio como fecha más temprana para 1990, siendo la inversión calculada en 3000 millones de dólares, de la cual una qran parte la paqará la empresa China Light & Power que presta el servicio eléctrico a Honq-Konq, pues la mitad de la electricidad qenerada satisfará la demanda eléctrica de la zona atendida por la empresa, en la provincia de Guandonq. (63)

Se espera construir en 6 años.(66)

Esta política de apertura tecnológica comprende un acuerdo firmado con Francia para construir dos reactores adicionales, a la luz del déficit de qeneración eléctrica del país. El periódico China Daily informó en setiembre de 1984 que ese déficit estaba en el orden de 10.000 Mwe. (61)

Se está discutiendo un acuerdo de cooperación tecnológica nuclear con los Estados Unidos y otro con Japón. El 9/5/1984 firmó un tratado de cooperación con RFA. (44)

En mayo de 1984 se firmó un memorandum de entendimiento con Brasil, por el cual se abre el camino a la cooperación tecnológica nuclear. Se cubre el campo de la exploración y minería de uranio, investiqación nuclear básica y centrales nucleares (construcción). (44)

A fines de julio de 1984 se firmó un contrato entre el Ministerio Chino de Recursos de Aqua y Potencia Eléctrica, con la filial en Hong-Kong de la empresa United Trading Company, con base en Amman, para que ésta actúe como contratista llave en mano y management a efectos de cuatro centrales nucleares propuestas.

Estas serían las dos unidades de la central Guangdong (en todo aquello no cubierto en las negociaciones con Framatome y General Electric que proveerían respectivamente el reactor y el turbogenerador), otras dos unidades de 900 Mwe en los emplazamientos previstos deShangdong y Hanain, y un reactor de 700 Mwe a construirse en Fujian, involucrando un total estimado de 7000 millones de dólares para los cuatro proyectos. (65)

ESPAÑA

El plan nuclear español se lanzó inicialmente sobre la base de la diversificación del parque generador, síntoma inequívoco de la intención de progresar en el dominio de la tecnología nuclear hasta cierto nivel.

La Junta de Energía Nuclear fue fundada en 1951 y el plan nuclear se estableció bajo responsabilidad inicialmente con la operación de un reactor PWR de 153 Mwe en 8/1969, otro BWR de 440 Mwe en 3/1971 y otro GCR de 480 Mwe en 7/1972.

Actualmente otras 3 plantas están en operación, con reactores PWR del orden de 900 Mwe cada una, la última de ellas (Almaraz 2) entró en operación comercial en 2/1984. (1)

Posee 6 reactores en operación a fines de 1983 (3,760 Mwe), constituyendo el 9,1% del porcentaje de generación y acumulando 43 años 4 meses de experiencia de operación.

Se están construyendo 6 PWR (5.563 Mwe) y 3 BWR (2.806 Mwe).

El tiempo medio de construcción fue de 6,7 años para los que están en operación.

Está previsto que comience a operar este año Cofrentes (BWR-6 de 930 Mwe). Para marzo de 1985 se espera que entre en operación Asco-2 (PWR de 887 Mwe). (46)

Recientemente se aprobó el borrador (42) de la tercera versión del Plan Nacional de Energía (PEN III) el cual dispone detener los trabajos en las siguientes instalaciones:

Central	Tipo	Capac. neta	% Const.	Fecha de operac. comerc. prevista	Ref.
Lemoniz - 1	PWR	900	97	1987	6
Lemoniz - 2	PWR	900	57	1990	6
Valdecalleros-1	BWR	975	65	6/87	6,42
Valdecalleros-2	BWR	975	56	12/88	6,42
Trillo - 2	PWR	997	0	Indef.	6

La idea consiste en reasumir los trabajos cuando la demanda energética así lo justifique. El plan está basado en un planificado incremento anual del 3,3 % en la demanda eléctrica mientras en el primer trimestre de 1984 el incremento fue del 6,11%. (42)
Con las 4 plantas que no van a detener sus trabajos de construcción, la capacidad instalada española será de 7500 Mwe en 1987, frente a los 12.500 Mwe inicialmente previstos.

EGIPTO

Tiene previsto instalar 8 reactores nucleares antes del año 2000, previendo localizar los dos primeros en El Dabaa sobre la costa del Mediterráneo, 160 kmts. al oeste de Alejandría, los primeros cuatro de ellos serán previsiblemente PWR (3600 Mwe) y otros cuatro no definidos. En reciente conferencia de prensa el Ministro de Electricidad afirmó que podría demorarse 5 años más el proyecto. (65)
Este país firmó acuerdos de colaboración con Canadá (mayo de 1982); Francia, Alemania Federal, Estados Unidos y Gran Bretaña; (9) Bélgica y Suiza (noviembre de 1984).
En noviembre de 1983 un grupo franco-italiano presentó ofertas para construir llave en mano una o dos unidades de 1000 Mwe. El gobierno italiano garantizaría un crédito por el 40% con un límite de 600 millones de dólares y Francia garantizaría el 60% con un límite de 900 millones de dólares.
Fue firmado un acuerdo de cooperación en los usos pacíficos de la energía nuclear al igual que los anteriormente citados. (61)

FILIPINAS

Posee un reactor en construcción tipo PWR de 621 Mwe.
Se está desarrollando la infraestructura nuclear en el país a través de diversas actividades que se detallan.
En el campo de la exploración nuclear, se completó la exploración geoquímica en el área de Ilocos, Norte, Sur, la Unión, Banquet y Abra, así como en otras áreas del país.
Se realizaron trabajos de procesamiento de mineral de uranio extrayendose concentrado y produciéndose óxido de uranio.
La principal instalación de la Comisión de Energía Atómica es el reactor PRR-I, en operación desde 1963.
Tiene un vigoroso programa de entrenamiento y capacitación para el personal para encarar el proyecto de la primer Central Nuclear.

ESTADOS UNIDOS

Tiene 79 reactores en operación a fines de 1983, con 61.860 MWe. El porcentaje de generación nuclear fue del 12.6% en 1983, con una experiencia de operación de 734 años y 7 meses reactor (1). Se encuentra en construcción 49 reactores de agua liviana por un total de 54.228 MWe (34PWR por 37.904 MWe y 15 BWR por 16.264MWe). El tiempo medio de construcción fue de 6.5 años para las plantas en operación. Practicamente no existen reactores planificados. Esta situación posiblemente sea consecuencia de la crisis que se produjo en la industria nuclear norteamericana ante las versiones post TMI de todos los diseños en cualquier situación: operación montaje o proyecto. Al msimo tiempo que crecían las reinspecciones, la posición de los grupos antinucleares, las acciones legales emprendidas contra las utilities, las demoras en efectivizar el cumplimiento de las nuevas regulaciones, el crecimiento de los intereses del capital por dilación el tiempo de montaje, la disminución en el crecimiento eléctrico demandado, etc., crecían los costos.

Nombre de la central Nuclear	Tipo	Capacidad Instalada en MWe	Costo en millones de Dólares. original	Costo en millones de Dólares. real	Situación actual (25)
Diablo Canyon -1-	PWR	1.086	450 1972	4.400 1984	autorizada a cargar combustible en noviembre de 1983 entrará en opeción a mediados de 1984.
Diablo Canyon - 2	PWR	1.119			entrará en operación a principios de 1985.
Shorehamn	BWR	820	241 1975	4.000 1984	fuertemente resistida por las autoridades del condado del Suffolk. Está completa al 99%.
Marble Hill-1	PWR	1.130	1.400 1982	7.000 1984	En enero de 1984 Public Service Indian detuvo los trabajos. Hasta abril se gastó 2.800 millones. La unidad 1 está al 56% y 2 al 35% de avance:
Marble Hill-2					

Midlan-1	PWR	505	267 (1978)	4.400 (1984)	-está al 30% de avance (46) y fue pospuesta indefinidamente al cancelar Dow Chemical Co. el contrato para - comprar vapor, por atraso de la obra.
Midlan-2	PWR	808			-demorada hasta 1986 según el último informe, el 50% de avance. El 16 de julio de 1984 fue cancelada la central (46)
Zimmer-1	BWR	810		2.800	Se detuvo el trabajo al 99% de avance de obra, - habiendo invertido 1.700 millones el 10/78, se decidió adaptarla como central térmica de - carbón. Los trabajos se extenderán a 1991, a un costo previsto de 1.720 millones, su potencia será de 1.300 MWe, y quemará 3.5 millones de toneladas de carbón por año (51).

Washington Public Power Supply System				
Unidad 1	PWR	1250		trabajo suspendido 62.5% de avance.
Unidad 3	PWR	1240	4.900	Idem. 75% de avance.
Unidad 3	BWR	1100		1ra. criticidad del 19/1/84. Se prevé la operación comercial en 1984.
Seabrook-1	PWR	1150	5.800 (1984)	estará pronta en 7/85 (32).
Seabrook-2	PWR	1150		
Fermi-2	BWR	1100	3.380 (1984)	entrará en operación en 1985 (51).
Nine-Mile Point	BWR	1085	5.100	prevista su operación comercial en octubre de 1986 (46).

No obstante las dificultades expuestas, más de 54 GWE se agregarán a la red y de casi 13% (32) actual participación nuclear con 79 reactores y casi 62 GWE de generación eléctrica (1) se pasará al 20% en 1980 (32) con 131 reactores y más de 117 (GWE) (34). Desde 1973 la cantidad de electricidad aumentó más de 260% siendo en 1983 más de 293 mil millones - de Kwh. A la luz del crecimiento de la demanda eléctrica, las plantas en construcción aumentaron constantemente según el cuadro siguiente:

AÑO	CAPACIDAD NUCLEAR EN CONSTRUCCION (MWe).	REFERENCIA
1962	300	32
1965	700	32
1972	1.150	32
1983	54.228	1

El Departamento de Energía (DOE) ha predicho que aún completando - las instalaciones en construcción o planificadas, será necesario agregar 232 GWe antes de fines de siglo para cumplir con un crecimiento promedio anual de la demanda eléctrica del orden del 3% (46).

El crecimiento de la demanda eléctrica, las crisis del petróleo de 1973-1974 y el Proyecto "Independencia" del Presidente R. Nixon justificaron el aumento de centrales en construcción. Pero con la segunda crisis de precios del petróleo en que los costos del barril escalaron hasta los 40 dólares, la reacción general consistió en disminuir drásticamente los consumos energéticos, y la demanda eléctrica también disminuyó según puede apreciarse a continuación.

AÑO	CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ELECTRICA POR AÑO:	REFERENCIA
1968-78	promedio 7%	32
1980	" 1.7%	32
1981	" 0.3%	32
1982	" 2.3%	32
1983	" 3.6%	46

Visto en términos generales el uso total de energía en el país disminuyó 6% en el decenio 1973-1983; el uso de combustible de uso directo declinó un 17% pero el uso de la electricidad aumentó un 25% y el producto bruto interno (PBI) creció un 22.5% en el mismo período. En 1983 el uso de energía declinó más del 1%, el de formas no eléctricas de la energía un 2,7% mientras que el uso de electricidad creció un 3.6% y el PBI un 3.3% (46).

El resultado fue un sobreequipamiento de generación que en 1984 llegó al 30%, siendo el margen generalmente aceptado como suficiente para sobrellevar inconvenientes climáticos un 20-25%. (32).

Por otra parte los precios de construcción de una central nuclear en el país variaron sustancialmente según se indica (32):

COSTO DEL KWh en US$

AÑO	NUCLEAR	CARBON
Comienzos década 1970	200	175
Fines década 1970	700	500
1984	3.000	1.200

Esta situación está fuertemente motivada por la gran diversidad de cambios en las normas regulatorias de la actividad nuclear (285 durante un mismo montaje, referencia 32). Durante 1982 la cantidad de guías regulatorias, cartas. boletines, órdenes, avisos y normas aprobadas por la Nuclear Regulatory Commission (NRC) acendió a casi 2000.(46)

Otros factores que afectan los costos son los siguientes: la aprobación de más exigentes regulaciones, los grandes atrasos en el licenciamiento, la disminución en la demanda eléctrica que no acompañó las proyecciones realizadas y ocasionó el sobreequipamiento de las empresas eléctricas, la inflación interna, las altas tasas de interés.

El costo de la electricidad nuclar ha sido 10% más barata que la del carbón y 50% más barata que la del petróleo en 1983. (46)

En la última década se ha ahorrado entre 30.000 y 40.000 millones de dólares, a consecuenica del uso de la electricidad nuclear; ese ahorro continúa al presente entre 4.000 y 11.000 millones de dólares por año, dependiendo de los porcentajes de carbón y petróleo que se usen para generar electricidad. (46)

El siguiente cuadro muestra los costos de generación eléctrica en años recientes según la fuente energética considerada, expresados en milésimos de dólar por KWh.

AÑO	NUCLEAR	CARBON	FUEL OIL	REFERENCIA
1979	20.7	22.4	---	23
1980	23	25	---	21
1981	31	35	70	68
1983	35	35	64	61

FINLANDIA

Es el único país occidental que tiene 2 reactores PWR de diseño soviético en operación, cada uno de 440 Mwe, y de los cuales se conoce su perfomance completa.

Otros dos BWR son suecos, de 660 Mwe. El porcentaje de generación nuclear fue del 41,5% en 1983 y hasta fines de este año, ha acumulado 19 años 4 meses de experiencia reactor, habiendo construido los mismos en un tiempo promedio de 5,8 años.

Prevé instalar una central de 1000Mwe para 1990. (40).

El país carece de los recursos fósiles necesarios para promover la energía térmica requerida para la produccción de electricidad y calefacción imprescindible para la latitud del mismo.

Respecto a la energía eléctrica el porcentaje creció según se indica en el siguiente cuadro, en el que además se detallan las fechas de entrada en operación de sus cuatro reactores comerciales, dos de procedencia soviética y dos suecos.

AÑO	% DE GENERACION NUCLEOELECTRICA	REF.	REACTORES NUCLEARES CONECTADOS A LA RED	ORIGEN	TIPO
1977	-----	---	Loviisa I-440 MWE	URSS	PWR
1978	9	17	----------	-----	----
1979	-----	---	TVO I - 660 MWE	SUECIA	BWR
1980	-----	---	Loviisa 2 - 440 MWE	URSS	PWR
1981	35.8	38	TVO II - 660 MWE	SUECIA	BWR
1982	40.3	39			
1983	41.5	2			

La planta de LOVIISA combina la parte nuclear soviética con componentes y sistemas occidentales tales como el sistema de condensador diseño Westinghouse, sistemas de seguridad y emergencia de orígen europeo y norteamericano.

El montaje fue realizado por firmas nacionales, así como el software fue desarrollado en el país, mientras que los sistemas de automatización - fueron Siemens y las computadoras británicas.

El uranio empleado para la central TVO proviene de Canadá y Australia, se enriquece en la URSS, el combustible lo fabrica ASEA-ATOM en Vosteros y KWU en Alemania Federal.

Por el momento el combustible irradiado se almacena en probetas apropiadas, mientras se estudia su depósito en lecho rocoso.

Las principales instituciones e instalaciones de investigación en el país. (40).

ESTABLECIMIENTOS	LOCALIZACION	ENTRO EN OPERACION	PLANTEL HOMBRES
Centro Técnico de Investigaciones (VIT).		1942	2200
Reactor Triqa Mark II (250 KW.	VIT	-----	------
Laboratorio de Ingeniería Nuclear.	VIT	-----	------
Laboratorio Ingenieria Electrica.	VIT	-----	------
Laboratorio de Metales	VIT	-----	------
Servicio Geológico	ESPOO	1886	------
Instituto Meteorológico	HELSINKI	-----	------

Instituto de Protección Radiológica.	-------	1958	------
Universidad de Helsinki, Departamento de Radio-Química.	HELSINKI	----	------
Universidad Tecnológica de Helsinki.	ESPOO	----	7000
Reactor Triga	UNIV. TECNICA	1962	-------
Univ. Lappeenrarta de Tecnología, Centro Educativo de las Sociedades de Ingeniería (INSKO)	--------	----	-------
Sociedad Finesa Nuclear.	--------	----	400

F R A N C I A

Posee 36 reactores en operación al 31/12/83 (26.228 Mwe) siendo el porcentaje de generación nucleoeléctrica en 1983 del 48.3%, habiendo acumulado una experiencia de operación de 226 años 6 meses reactor.

El esfuerzo empeñado en la estandrización de componentes ha permitido disminuir el tiempo de construcción medio de 5.4 años para los reactores en operación a fines de 1983. A esta fecha estaban en construcción 24 PWR de la serie 900 Mw y 1300 Mw por un total de 28.000 Mwe y 1 FBR de 1200 Mwe, de las cuales 4 PWR comenzaron a construirse en 1984 por 3.570 Mwe (1).

El costo de generación eléctrica en los años recientes se muestra a continuación:

FUENTE	1981(7)	1982	1983 (66)	
Nuclear	28.9	34	30.6	(Reactores de 900 Mwe)
			49.4	(Otros reactores)
Carbón	50.8		48.5	
Petróleo	100.9		112.3	

Francia ha cerrado el ciclo del combustible y se realiza la fabricación de combustible nuclear para los 3 tipos de reactores en operación: GCR, PWR y FBR.

El primer núcleo para el reactor rápido Supherphenix de Creys Malville (1200 Mwe) fue terminado en enero de 1984 (7 ton Pu y 50 ton U. 110.920 varillas) (66).

La planta de enriquecimiento de EURODIF abastece el insumo correspondiente y el reprocesamiento del combustible quemado se realiza en la Hague, para los 3 tipos de combustibles en uso. Desde que comenzó a operar en 1976, hasta marzo de 1984, la planta HAO (High Activity Oxide) ha reprocesado 800 toneladas de óxido de uranio proveniente de reactores PWR. En las nuevas -

plantas de reprocesamiento de la Hague ya se invirtió al 30% del total y trabajaban 3.000 personas en enero de 1984.-

Experimentos realizados en reactor permitieron lograr quemados del combustible de 45.000 Mwd/tU, lo que hará posible reducir los períodos de parada y la exposición del personal profesional a las radiaciones, la cantidad de combustible fabricado y procesado. El elevado combustible descargado de un reactor de agua liviana tiene (8) un 95,4% de U 3.4% de productos de fisión, 1, 1% de Pu y 0.1% de elementos pesados variados.

La cantidad de uranio promedio por elemento combustible.

es (8)	BWR	PWR
	200 kg.	520 kg.

Se intenta reciclar Pu en reactores PWR como paso intermedio al uso de los FBR. El primero de ello (Phénix) cumplió 10 años de operación el 31/08/83 y ha permitido lograr el desarrollo de una unidad mayor, habiendo generado 12 millones de Mwe. h en 10 años. Debido a los costos de desarrollo propio, se ha firmado un acuerdo con Bélgica, RFA, Gran Bretaña e Italia en enero de 1984 entre instituciones de investigación y desarrollo de los socios industriales y empresas de electricidad habiéndose firmado protocolos de acuerdo en reactores y ciclo del combustible.

El programa nuclear francés es muy ambicioso y está basado en reactores de agua liviana cuyos módulos de potencia actuales están estandarizados.

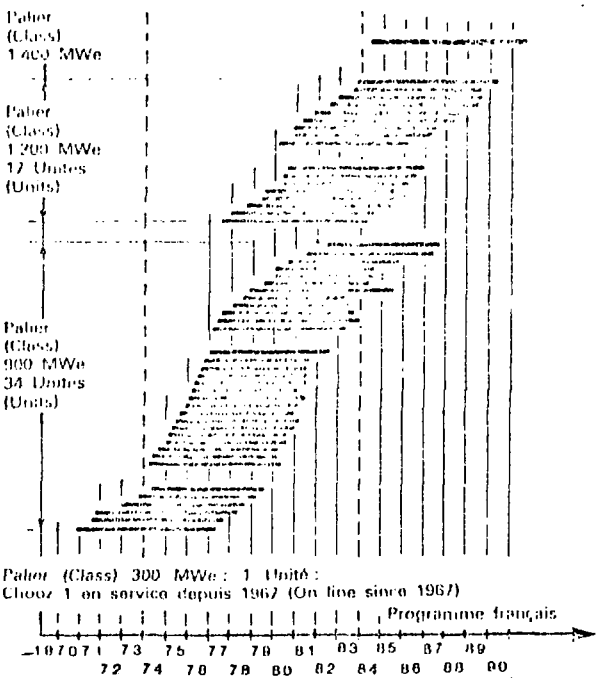
En el período 1973-1983 (4) han construido las siguientes unidades:

TIPO	CANT.	CAP. NETA
PWR	29	900 Mwe
PWR	17	1.300 Mwe

La primer unidad de 1300 Mwe fue puesta a crítico el 13/05/84 (63) en Paluel.

En breve se encargarán las nuevas unidades de 1400 Mwe con mejoras en los generadores de vapor, las bombas de circulación del primario y el turbo gru-

po. Ya se colocó una orden por las dos primeras unidades de 1450 Mwe a ser instaladas en Chooz (44).Son conocidas como diseño N4. El cuadro siguiente muestra el programa a partir de 1970:



Desde 1983 a 1990 la empresa Electricité de France (EDF) tiene previsto instalar 30.000 Mwe netos. En 1984 se instalarán 6.400 Mwe y en 1985 (9) 6080 Mwe.

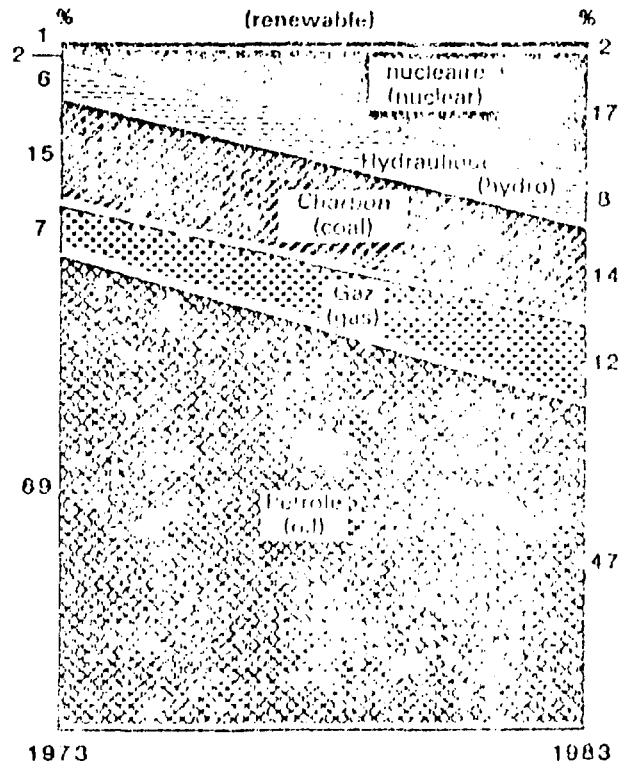
Los costos de la núcleo electricidad son 2/3 de la generada a partir del carbón, y en el período considerado se han ahorrado 33 a 35 Mtep (4).

La producción de carbón bajará de 13,1 Mtep en 1982 hasta 9,7 Mtep en 1990 y 6,7 Mtep en el 2000 (9). Si bien el consumo energético global del país no ha variado en 10 años, la electricidad ha crecido sustancialmente y dentro de ella. la nucleoelectricidad representó el 48% en 1983 (4), esperándose que llegue al 55% en 1984 (46) y al 70-73% para 1990. En la actualidad 15% de la energía total es aportado por las centrales nucleares y en el 2000 será el 36% (9). Esa participación tan alta es posible con modelos de centrales PWR que trabajan en seguimiento de carga y regulación de frecuencia, resultando tan flexibles como las térmicas. La innovación consiste en utilizar barras "grises" que al ser insertadas permiten rampas de potencia del 3-5% sin intervención del operador, mientras que las barras absorbedoras "negras" no permiten rampas mayores al 1-2%.

A partir de 1983 se encargan dos unidades por año, pues la gran base de generación nucleoeléctirca creció encargando 4-5 reactores por año desde 1973 a 1983. La exportación de electricidad creció según se detalla:

3,8 millones de Mwh en 1982, 13.4 en 1983, 12.5 en el ler. semestre de 1984, esperándose 25 millones de Mwh al finalizar el año.

La sustitución de combustibles fósiles puede apreciarse en el cudro próximo (4).



En un informe producido por el French Economic and Social Council, se establece que para el año 2000 se puede predecir un mercado interno de hasta 4 reactores por año más hasta dos adicionales para ser exportados, retomando a la cifra actual de 6 reactores por año, que de plena ocupación a la industria relacionada. En 1984 están empleados 75.000 personas en tareas directas de construcción, 150.000 en el ciclo del combustinle, operación e investigación y 300.000 en trabajos afines. Ordenando dos reactores por año, el costo de los mismos puede incrementarse un 15-20%, y Framatome debería reducir su staff de

ingeniería en unos 1800 hombres, mientras que sus proveedores reducirían otros 7000 puestos de trabajo. El fabricante de turbogas Alhom-Atlantique perdería otros 3300. (64).

H O L A N D A

Al 31/12/83 la experiencia de operación de los 2 reactores (un PWR de 445 Mwe y un BWR 50 MWE) ha sido de 25 años 9 meses (1).

El Ministerio de Economía propuso que antes de finalizar 1984 se tome una decisión acerca del propósito de construir 4 reactores de 1000 Mwe para afrontar la demanda de electricidad en la década del 90, se estima que deben ser instalados unos nuevos 5000 Mwe para esa fecha, recomendándose que la mayoría de las mismas fueran nucleares para diversificar las fuentes productoras y disminuir la excesiva dependencia del carbón importado, estando en consideración la localización en 6 diferentes sitios (46).-

I N D I A

Tiene 5 reactores en operación (1030 Mwe) que a fines de 1983 acumularon 44 años y 3 meses de experiencia. El tiempo medio de construcción ha sido de 8.7 años (1). En la actualidad están construidos 5 reactores por un total de 1100 Mwe, caracterizándose por ser módulos pequeños de 200 Mwe - apropiados a la red eléctrica de cada región en que están conectados.

Están planificados otros 4 PHWR del mismo tamaño. En 1982 el costo de generación eléctrica fue 20% más barato para la de origen nuclear que para la convencional.

Este país posee tecnología nuclear adquirida a partir del desarrollo conjunto con Canadá de los primeros reactores tipo PHWR en la Central Nuclear RAPP (Kota, Rajsthan) (26). Los siguientes reactores han sido del mismo tipo y potencia neta (en el orden de 200 Mwe) lo cual satisface las necesidades de un país en desarrollo con una red fragmentada y no totalmente inteconectada.

Con el licenciamiento del primer reactor de la central Madras se convirtió en el 7o. país en el mundo en diseñar, construir y licenciar un reactor nuclear con recursos propios.

Para este fin, los diversos componentes nucleares y convencionales - fueron construidos en el país.

Las instalaciones de investigación y producción más importantes del país (27) (28) se indican a continuación:

INSTALACION	EMPLAZAMIENTO	FECHA COM. ACTIVIDADES	PRODUC.	
Planta piloto de Berilio	Vashi		Bloques de Be prensados en caliente al vacío y aleaciones Cu-Be	
Planta de reprocesamiento de combustible PHWR (PREFRE) y BWR	Tarapur	1979	100 t/a	
Planta de recuperación de uranio a partir de mineral de cobre.	Rakha	1983		
Planta de Agua Pesada.	Mangal	1962	14 t/a	
" " "	Baroda		67 t/a	
" " "	Talcher	en licenciamiento.	62 t/a	314 t/a
" " "	Tuticorin		71 t/a	
" " "	Kota, Rajasthan	en licenciamiento.	100 t/a	
" " "	Thal-Vaishet cerca de Bombay.	1987	100 t/a	
" " "	Manuguru	1988	185 t/a	

INSTALACION	EMPLAZAMIENTO	FECHA COM. ACTIVIDADES	PRODUCCION
Centro de Investigaciones Nucleares Bhabba (BARC)	Trombay	1957	442 Ci de radioisótopos/a.
Repositorio de combustible gastado.	Tarapur	en licenciam.	
Complejo de combustible nuclear (NFC).	Hyderabad	1971	- tubos de calandria y de refrigeración. - combustible tipo PHWR. - combustible tipo - BWR. - Mat. estructurales - de Zoy. - 2000 t/a tubos sin costura de acero - inoxidable. - 21000 t/a tubos sin costura de acero.

Instalación	Localización	Fecha en actividades	Producción
Planta de reprocesamiento de torianita	Trombay	1964, recomisionada.	30 t/a
Planta de reprocesamiento	Kalpakkam	en proyecto	
Planta de reprocesamiento	Tarapur	1979	100 t/a
Planta de óxido de uranio	Trombay	1959	
Planta de procesamiento de monacita	Alwaye, Kerala		
Planta de separación de arenas	Manavalakurichi, Tamil Nadu		
Planta de separación de arenas	Chavara, Kerala		
Planta piloto de torio	Trombay		
Complejo de arenas de Orissa.	Orissa	1955	
Complejo minero	Bhatin		
Complejo minero	Nawa-Pahar		
Complejo minero	Turamdih		
Complejo minero	Jadugoda (Bihar)	1951	Tratamiento de 1000 t mineral/día
Lab. de Investigaciones de gran altura	Gulmarg		
Lab. Nacional de Investig.	Srinagar		
Estación Sismológica	Gauribidanur		
Instituto Tata de Investigación Fundamental	Bombay		
Inst. de Física Nuclear Saha	Calcutta		
Acelerador de iones pesados de energía media (T/FE)	Bombay		
Centro de Tecnología Avanzada	Indore	Planificado	
Ciclotrón de energía variable	Calcutta		
Coc. de Inv. Cirus de 40 Mw	BARC, Trombay	1960	

	BARC, Trombay	1960	
Reactor de investigación R-5 de 100 Mw (DHRUVA)	BARC, Trombay		
Reactor rápido experimental (PURNIMA) de potencia cero.	BARC, Trombay	1972	1a.criticidad 10/5/1984
Reactor rápido de prueba de 40 MW (FBTF) tipo loop	IGC, Kalpakkam (Tamil Nadu)		
Escuela de entrenamiento	BARC, Trombay	1957	150 graduados en ciencias e ingeniería por año
Centro de Investigaciones Nucleares	BARC, Poona	1968	Personal de mant. y operaciones para centrales nucleares
Centro de Investigación de reactores (IGC)	Kalpakkam	1971	
Reactor tipo piscina de 1Mw (APSARA)		1954	

La energía eléctrica, tradicionalmente provino de la hidráulica y del carbón, debiéndose éste transportar más de 1000 km desde los yacimientos del centro y del este a los centros de consumo, con el agravante que el carbón tiene entre un 30 y un 40% de contenido en cenizas.

El petróleo propio satisface el 45% de las necesidades del país, fundamentalemnte para el transporte.

El crecimiento económico ha sido severamente limitado por la falta de energía eléctrica que, en setiembre de 1982, representaba un consumo por persona de 150 a 200 Kwh/a, previéndose un valor de 400-500 para el año 2000.

Con ese fin se ha pensado en instalar 10.000 MWe nucleares para esa fecha (28).

El programa nuclear comprende 3 etapas: en la primera se consume uranio natural en reactores moderados y refrigerados por agua pesada obteniéndose energía y plutonio. En la segunda etapa, con ese plutonio se alimentarían reactores rápidos reproductores de óxidos mixtos, para producir energía y plutonio adicional.

Luego se fabricarían los núcleos de torio y uranio 233 para la tercera etapa, obteniéndose una fuente de energía practicamente inagotable.

India tiene unos depósitos muy grandes de torio (363.000 t de ThO_2) pero modestos yacimientos de uranio, capaz de soportar un programa de 5000-8000 Mwe sin incluir los descubrimientos de los 2 últimos años: 67.000 t U_3O_8 contenido en las arenas monasíticas(28).

En una reunión realizada en Nueva Delhi el Chairman de la Comisión de Energía Atómica explicó que se prevé construir una docena de reactores de 250 Mw y otro tanto de 500 Mw, todos con tecnología propia, para fines de siglo. De los cinco reactores en operación actualmente para generar electricidad, manifestó que cuatro de ellos operan satisfactoriamente. (62).

A partir de las arenas ricas en torio de Kerala, se ha desarrollado un material que se empleará como combustible en el reactor "Kamini", el que usará 500 gramos de Uranio 233, y se espera pueda ser licenciado pronto, en el Centro de Investigaciones de Kalpakkam, cerca de Madrás. (62). Se prevé poner en funcionamiento este reactor con combustible desarrollado y fabricado en el país en diciembre de 1984 (65).-

I S R A E L

Intenta construir 1 reactor dc 900 Mwe para entrar en operación a fines de 1993 (1). Actualmente la Universidad de Tel Aviv está desarrollando un reactor de aqua liviana que emplearía torio como combustible más una pequeña parte de uranio. En este nuevo concepto se podría obtener el 75% de la energía total a partir del torio y el 25% restante del uranio enriquecido a un máximo del 25%.

Se espera que el plutonio producido sea el 2% del producido en un PWR estandarizado.- Los componentes se podrían producir con técnicas - corrientes de fabricación, no se usaría el boro soluble para el control de la reactividad. (53).

Este país posee dos reactores nucleares de investigación, uno tipo tanque y el otro tipo piscina (38).

I T A L I A

Este país tiene 3 reactores en operación (1.232 Mwe) al 30/06/84 que han sido construidos en un tiempo promedio de 5,5 años. En 1983 la generación nucleoeléctrica ocupó el 3,2% Mwe (1). Se encuentran tres reactores en construcción, de 2 BWR (1.964 Mwe) en Montalto Di Castro que se prevé entrarán en operación en enero y setiembre de 1988 (46).-

El otro es un HWLWR de 35 Mwe en Cirene, al 56% de avance a fines de junio de 1984 el que podría entrar en operación en setiembre de de 1986 (46). En julio de 1984 se terminó satisfactoriamente la prueba de presión del edificio de contención, estructura metálica de 48,8 m - de alto por 28 m de diámetro, diseñado por Ansaldo y construido por - Belelli (62). La autoridad italiana de seguridad ha autorizado al PWR Trino de 825 Mwe su reconexión a la red, luego de haberse sacado de - operación el 21/06/79 para introducir una serie de modificaciones post-TMI. La planta es un modelo Westinhouse que entró en operación el 01/01/65. Se le agregó un sistema de refrigeración de emergencia del núcleo y se toman previsiones para una respuesta de emergencia en caso de terremotos (30).-

I R A N

Se comenzaron a construir dos reactores de 1300 Mwe en Bushehr hasta que se detuvo el trabajo en 1979. El gobierno iraní estudia la posibilidad - de completar uno o ambos reactores, el más avanzado de los cuales tiene un - avance de obra del 70%. Un grupo de 40 expertos alemanes de la empresa KWU evaluaron el estado de la obra para una eventual reanudación cuando la situación lo permita. (44)

I R A Q

Planifica construir un PWR de 600 MWe (1).Posee el centro de Investigaciones de Tuwaitha, cerca de Baqdad, donde se encuentra en operación desde 1967 el reactor de investigación de origen soviético IRT-2000 de 2 MW (t), tipo piscina, con combustible de uranio enriquecido al 10, 36 y 80%.

En ese mismo centro se encuentran en construcción los reactores Tamuz (suministrados por Francia), uno de ellos tipo tanque-piscina de 40 MW (t) y el otro de 500 Kw (t), ambos utilizan combustible enriquecido al 93% (57).

J A P O N

Este país tiene 26 reactores en operación al 30/04/84 (6) por 17.676 MWe. siendo el procentaje de generación nuclear del 18% en - 1983 (2).-

La experiencia de operación acumulada a fines de 1983 era de 207 años 1 mes reactor.

Están en construcción 6 BWR por 6401 MWe, 4 PWR por 3621 MWe y se han planificado 4 BWR (3179 MWe), 5 PWR (1200 MWe), 1 FBR (250 MWe) (1).- El tiempo medio de construcción para aquellos reactores que están es fijo. Los costos de generación eléctrica en 1981 según distintas fuentes consideradas fueron los siguientes (3), expresadas en Kwh.

F U E N T E	C O S T O
Nuclear	47 a 55
Carbón	60 a 64
Gas Natural	73 a 77
Petróleo	82 a 86

La Japan Atomic Company (JAPC) fue fundada en 1957 con el objeto de lograr tecnología nuclear y el suministro de nucleoelectricidad conforme a la política energética del país. Existen dos empresas líderes en la construcción de módulos de potencia: TEPCO, especializada en BWR y KANSAI, especializada en PWR, pero otras siete tienen centrales en operación y en construcción. Todas integran JAPC junto a cinco grupos industriales.

La producción de electricidad nuclear tiene por objeto reducir la dependencia en el petróleo importado.

El crecimiento de la generación nuclear comparado con otras fuentes (5) se indica en el siguiente cuadro.

...

Porcentajes de capacidad instalada y generación anual de electricidad.

	1982		1987		1992	
	Capc. Inst.	Generac. Anual	Capac. Inst.	Generac. Anual	Capac. Inst.	Generc. Anual
Hidráulica	23	15	21	15	20	13
Térmica	65	66	63	60	58	54
Nuclear	12	19	16	25	22	33

La primer central nuclear japonesa Tokai 1, entró en operación en 1966, tipo GCR, de 158 MWe netos. El factor de capacidad medio ha sido 65% y el de disponibilidad 81% hasta mediados de 1983 (5). Si bien los reactores que están operando provienen de tecnología norteamericana, la empresa Mitsubishi - conjuntamente con Westinghouse y otras empresas, han desarrollado un diseño avanzado que intenta operar para 1992. Los objetivos de este programa son: reducir los costos, la exposición a las radiaciones, los residuos radiactivos, el mineral de uranio empleado y las unidades de trabajo de separación.

Además incrementar la disponibilidad, la confiabilidad de los componentes y las mejoras en los sistemas de control y seguridad del reactor.

Por su parte. General Electric con Hitachi y Toshiba, han realizado un acuerdo con otras seis empresas para desarrollar un BWR avanzado de 1350 Mw.

Todas las etapas del ciclo de combustible serán cubiertas, incluyendo el correspondiente a reactores rápidos. En noviembre de 1983 se decidió construir a partir de 1987 una planta de enriquecimiento que se emplazará 400 km al oeste de Tokyo (4).

Un comité asesor del Gobierno recomendó que comience la operación comercial de una planta de reprocesamiento de combustible gastado en 1985, y que para el 2000, la capacidad sea de 800 toneladas por año. Se considera imprescindible cerrar el ciclo de combustible irradiado. (46).

El costo de la planta sería 3050 millones de dólares y estaría basada en tecnología francesa (64).

La empresa Mitsubishi recibió un contrato para construir el recipiente de presión del reactor de Ouinsham, conocido como proyecto 728, y deberá -

neladas, totalizando 10.700 toneladas, equivalentes a 1.054,2 millones de barriles de petróleo, los que alcanzaría para satisfacer las necesidades de la central de Laguna Verde durante su vida útil.

Los recursos potenciales pueden ser 10 veces mayores, lo que garantizaría autoabastecimiento de varias plantas de uranio natural (58).

Según la Comisión Federal de Electricidad e informática del Gobierno del Presidente José López Portillo, se muestra la capacidad instalada del sector eléctrico público mejicano (58).

CAPACIDAD INSTALADA DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO MEXICANO POR TIPO DE GENERACION (MEGAVATIOS).

	1970	1975	1980	1981*	1982**
HIDROELECTRICIDAD	3.228	4.044	5.519	7.000	7.000
TERMOELECTRICIDAD	2.840	5.786	10.869	11.368	13.606
V A P O R	2.353	3.431	6.716	-	-
COMB. INTERNA	487	251	-	-	-
TURBOGAS	-	1.419	-	-	-
CICLO COMBINADO	-	610	-	-	-
GEOTERMIA	-	75	-	-	-
T O T A L:	6.068	9.838	16.388	18.368	20.606

* Hasta agosto de 1981. ** Estimados de la CFE.

L I B I A

Planifica construir a partir de 1986 2 PWR de origen soviético (816 MWe) que podrán operar comercialmente en 1991 y 1993. Posee el centro de Investigaciones Nucleares de Tajuar, el cual cuenta con un reactor tipo piscina reflejado por berilio de 10 MW (t), y diversas instalaciones como el Tokamak TM-4A.

M E X I C O

Posee en el emplazamiento de Laguna Verde 2 BWR en construcción desde hace 12 años, los cuales representan una potencia de 1.308 MWe (1). Uno de ellos tiene un avance de obra del 75% y el otro del 40%, previéndose su operación comercial para 1986 y 1988 respectivamente. De un costo inicial de U$S 1500 el Kwh instalado, actualmente se considera entre 2.500 y 3.000 (US$) (68)

La experiencia mejicana en el desarrollo nuclear comienza en 1956, fecha en que se establece la Comisión Nacional de Energía Nuclear (CNEN).

El proyecto de la Laguna Verde se inició en 1972 y las obras en 1973.

Se presentó el problema de la reglamentación que se resolvió adoptando las normas del país proveedor. En este caso, el contrato fue por paquetes, contratándose con General Electric el suministro de la isla nuclear.

En 1971 la C.N.E.N. se convirtió en el Instituto Nacional de Energía.

Nuclear (INEN) y 8 años más tarde se formaron 3 instituciones:

Uranio Mejicano (URAMEX) y el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ) y la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS). Este último desempeñó la función de órgano Regulador de las actividades nucleares del país y su creación se produjo cuando el avance de la obra de Laguna Verde era del 30%, incorporado un grupo de inspectores que realizaba auditoría para asegurar el uso de los procedimientos y normas adecuadas así como la ejecución de una ingeniería apropiada. El combustible para la unidad 1 se espera para 1986 y para la 2 (retrasada ahora 1 año) para 1988. (63).

El 18/05/82 la CFE anunció que por falta de recursos financieros debía posponer la adquisición de la segunda central nuclear del país, la que fue ofertada por 7 compañías internacionales. La misma prevería instalar 2 a 4 reactores por un total de 1.800 a 2.600 MWe según el concurso internacional de precios CI - 50/81 a un costo estimado entre 5.000 y 7.800 millones de dólares, debiéndose entregar los reactores entre 1990 y 1992 (58).

La suspensión de la licitación se produjo después de realizar la evaluación técnica de las ofertas y antes de la recepción de las ofertas económicas.

Los recursos razonablemente asegurados a menos de U$S 80 el kg. son de 8.300 toneladas y entre U$S 80-130 kg. del orden de 2.400 toneladas, to

neladas.

P A K I S T A N

Al 30 de junio de 1984 tiene un reactor en operación comercial en la Central Kanupp, de 125 MWe netos, la cual fue inaugurada en 1972 y el tiempo de construcción ha sido de 5,2 años (1). En 1978 el porcentaje de generación nuclear era el 1% (17). En 1980 cubre el 25% de las necesidades eléctricas de Karachi (54). La fabricación del combustible localmente se hace a partir de los recursos uraníferos del país.

Es un país muy pobre, con escasos recursos energéticos, siendo en 1980 el consumo per cápita de 200 Kwh y se piensa que para fines de siglo se cuadruplicará (54). Entre 1962 y 1982 la demanda de electricidad aumentó un promedio anual del 12%.

Esta planificado un PWR de 900 MWe (1) que se construirá en el emplazamiento de Chasnupp, a orillas del Rio Indo, en Chasum (Chasma). La inversión inicial para la primera unidad se estima en 1500 millones de dólares (63).

La firma Sener (España) ha realizado la evaluación de ofertas.

Posee instalaciones que buscan cerrar el ciclo de combustible según se indica (31):

...

INSTALACION	EMPLAZAMIENTO	FECHA C20 COM. DE OPERACION	PRODUCCION
- Planta de UF_6	Deri Chazi Khan	1982	
- Yacimientos de U.	" " "		
- Research complex. Estudio sobre enriquecimiento.	Kahuta		
- Planta piloto de procesamiento.	Pinstech	1982	30 t de comb. gastado/
- Planta Comercial, de procesamiento.		Licenciamiento.	100 de comb. gastado.

Posee varios acuerdos en vigencia con los países árabes con la finalidad de emplear sus propias instalaciones nucleares para entrenamiento del personal técnico.

P O L O N I A

Este país posee dos reactores en construcción desde 1983 (880 Mwe) de origen soviético. Planifica construir otros 4 PWR por un total de 2.280 - Mwe. Los dos en construcción podrían entrar en operación entre 1990 y 1991 (1). Los cuatro reactores previstos son dos unidades de 440 Mwe cada una - en el emplazamiento de Zarnowiec, el cual ya está preparado y está ubicado en la costa del Mar Báltico (63).-

El otro lugar previsto está en Kujawy, donde podrían montarse dos reac tores de 1000 Mwe los que estarían terminados para 1994 y 1996 (1).

R E I N O U N I D O

La primer central nuclear para fines comerciales en el mundo fue inaugurada por la Reina Isabel el 17/10/54, constituída por cuatro - reactores tipo GCR de 50 MWe, 12 años después de la 1ra. reunión nuclear controlada en el Stagg Field de la Universidad de Chicago.

La tecnología británica proviene de las aplicaciones militares - para la producción de materiales físiles.

Actualemnte existen cuatro tipos de plantas nucleares en servicio, (GCR, AGR, HWLGR, FBR) un solo tipo en construcción (AGR) y otros dos planificados (FBR y PWR).

Los reactores GCR tipo Magnox (llamados así por la aplicación de magnesio de las vainas del combustible) se caracterizan por tener una baja eficiencia del ciclo de trabajo porque operan a bajas temperaturas del gas refrigerante (CO_2) debido al bajo punto de fusión del uranio metálico del combustible y la interacción del CO_2 con el grafito del moderador.

Actualemente se considera una tecnología sencilla, fácil de adquirir, pero de bajo rendimiento energético aunque permite obtener una - gran cantidad de Plutonio por año, más elevada por peso de combustible cargado que en los otros reactores de uranio natural.

Se escogió este combustible en momentos en las cuales resultaba más simple la fabricación a partir del uranio sin enriquecer, amén de la mayor independencia de los costos de la planta frente a los del combustible.

En este país se ha casi duplicado la participación nucleoeléctrica en el total generado, entre 1979 y 1983, según se observa seguidamente.

AÑO	%	REFERENCIA
1979	10.4	45
1980	10	45
1981	12.7	38
1982	15.7	45
1983	17.6	18

Gran Bretaña, posee 33 reactores en operación, la mayor parte de ellos tipo Magnox, con una capacidad instalada de 7.062 Mwe al 30/04/84.

Los reactores tienen una edad media de 17.8 años y recientemente se ha extendido de 25 a 30 años, la vida útil de las primeras instalaciones generadoras. El tiempo medio de construcción fue de 6.7 años, aunque las 7 plantas AGR que están en construcción actualmente (4252 Mwe) llevan más de 10 años cada una, en las etapas de montaje por cambios de diseño.

Está planificado un PWR de 1100 Mwe emplazado en Sizewell y aún está realizando una prolongada encuesta pública para aceptar la importación de la tecnología PWR.

Los costos de generación en el país, en milésimos de dólar por Kwh se muestran en el siguiente cuadro.

Referencia	Año	Nuclear	Carbón	Petróleo
22	1980	30	35	
7	1981	24	66,6	123,9 a 133.5

R U M A N I A

Al 31 de diciembre de 1983 se encuentran en construcción 2 reactores tipo CANDU por un total de 1329 Mwe estando planificados 1 PWR de 408 MWe y otros 2 PHWR (1320 Mwe). (1)

Recientemente comprometió su tercer CANDU y planifica 5 de ellos en el emplazamiento Cernavoda, asi como otros 4 en otro lugar (49).

Las empresas canadienses recibieron pedidos por la construcción de máquinas de recambio (General Electric), calandrias (Versatile Vickers), generadores de vapor e intercambiadores (Babocock and Wilcox) para las dos primeras unidades. (67).

S U D A F R I C A

Está construyendo dos PWR de 920 MWe cada uno en Koeberg cerca de Cape Town (1) suministrados por Francia. La unidad fue puesta a - crítica por primera vez el 14 de marzo de 1984 (36) y está en operación comercial desde agosto de 1984 (56) la otra unidad se encuentra con un grado de avance del 97% (46) habiéndose comenzado las pruebas finales. Ambas fueron suministradas por Framatome - Alsthom Atlantique.

Este país es un gran productor de uranio y posee grandes reservas del mineral. Al 1o. de enero de 1983, los recursos razonablemente asegurados hasta U$S 80 el Kg. eran del orden de 191.000 toneladas y entre U$S 80 y 130 el kg. se estimaron en 122.000 toneladas.

Los recursos adicionales estimados recuperables a menos de U$S 80 el kg. eran 99.000 toneladas mientras que entre U$S 80 y 130 el kg. eran 48.000 toneladas según "Uranium Ressources, Production and Demand" (diciembre de 1983). La producción anual desde 1980 ha sido de 6000 toneladas por año.-

Está en operación una planta piloto de enriquecimiento desde - 1971, que abastece al reactor SAFARI con uranio al 15%.

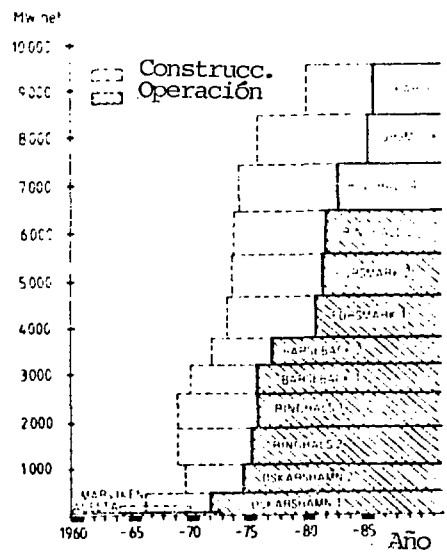
En relación con el ciclo de combustible se está construyendo una planta semi-comercial de enriquecimiento con una capacidad estimada de unas 300.000 UTS por año en Valindaba, 60 Km. al norte de Johannesburg.

S U E C I A

El 1er. reactor entró en operación en 1954; el tiempo de operación acumulado es de 67 años 4 meses reactor (1).

Cuenta con 10 reactores en operación comercial al 31/12/83 (7.355 MWe), estando limitada a 12 la cantidad de plantas que podrán operar hasta el año 2010 de acuerdo al plebiscito realizado en marzo de 1980 - que aprobó el programa por el 58% de los votos frente al 39% en contra.

El tiempo medio de construcción de las plantas en operación fue de 5,8 años (1). Se están construyendo 2 BWR (2100 MWe), no pudiéndose construir más hasta tanto se modifique la situación jurídica del programa nuclear, el cual se puede apreciar en el cuadro siguiente (48).



PROGRAMA DE GENERACION NUCLEOELECTRICA

DE SUECIA

...

Con el esfuerzo de todas las empresas poseedoras de reactores nucleares, se construyó el depósito central de tiempo intermedio para combustible irradiado, en el emplazamiento de Oskarshamn, el cual tendrá una vida de 60 años, una capacidad de 3.000 ton. de uranio irradiado pudiendo satisfacerse los requerimientos del programa nuclear acotado a 12 instalaciones y estará operativo en 1985.

Recientemente la Academia Sueca de Ciencias de Ingeniería publicó un estudio técnico que está siendo debatido, el que propone reconsiderar el propósito del plebiscito por razones económicas. (46).

SUIZA

Tiene cuatro reactores en operación al 31/12/83, (1.940 MWe) (1) que representan el 29, 3% de la generación (2). La experiencia de operación es de 44 años 2 meses. Actualmente está en construcción un BWR de 942 MWe Leibstadt, previéndose su operación comercial para octubre de 1984 (46).

Todas las plantas generadoras trabajan en réqimen de base y su - perfomance así como la disponibilidad, es de las más altas del mundo.

La tabla siquiente muestra la generación eléctrica y el factor de carga entre 1969 y 1981 (47).

GENERACION NUCLEOELECTRICA Y FACTORES DE CARGA DE LAS CENTRALES EN SUIZA :

	Nuclear electricity generation	Fraction of total electricity generation	Load factors				
	(TW·h)	(%)	KKB I	KKB II	KKM	KKG	Weighted average
1969	0.60	1.9	–	–	–	–	–
1970	1.85	5.3	61.0	–	–	–	61.0
1971	1.84	5.8	53.	–	–	–	53.3
1972	4.65	14.4	43.9	82.2	–	–	63.1
1973	5.90	15.9	55.0	72.9	74.7	–	67.2
1974	6.73	18.0	77.0	82.7	68.7	–	76.4
1975	7.39	17.2	81.6	83.3	86.9	–	83.8
1976	7.56	20.9	83.2	86.5	85.9	–	85.1
1977	7.73	16.8	85.0	88.0	86.3	–	86.4
1978	7.99	18.9	90.4	90.1	87.3	–	89.3
1979	11.24	24.7	87.0	88.4	88.1	–	87.8
1980	13.66	28.4	86.5	83.5	87.9	74.4	80.5
1981	14.39	27.9	84.2	90.7	89.6	82.2	85.4
Total	91.53	–	74.0	84.8	84.0	79.5	79.3

T A I W A N

Posee cuatro reactores en operación comercial al 30 de junio de 1984 (3.110 MWe) que representan el 37% de la generación eléctrica - en 1983 (2) y se han construido en un tiempo medio de 5.6 años. (1).

Se encuentran en construcción dos PWR (1.814) en Maanshan, el - primero de ellos fue autorizado para cargar combustible en 1984 y el otro en el año 1985. Planifica construir 2 PWR por un total de 1.820 MWe y otros dos cuyos tipo no ha sido definido (2.300 MWe).

La demanda del crecimiento de la energía proyectada es del 6.3% y, basada en ello, la empresa Taiwan Power Co. tiene en proyecto pedir 8 reactores más para el año 2000.

En 1982 el Ministerio de Asuntos Económicos recomendó dilatar las proyectadas unidades 7 y 8 ya mencionadas debido a un descenso en la demanda. Su actuación cambió en 1983, en que se observó un marcado crecimiento de la demanda eléctrica, por lo cual se recomienda que la unidad No. 7 de 1000 MWe cada año, hasta el año 2000 inclusive (59).

La empresa Taiwan Power Co. anunció el 14/05/84 que destinaría 43000 millones de dólares para el proyecto. (64).

UNION SOVIETICA

Con 37 reactores en operación comercial al 30/06/84, posee una capacidad instalada de 24.815 MWe, que en 1983 representaba el 6-7% de la generación eléctrica. A fines de 1983 se han acumulado - 440 años 4 meses de experiencia. Se encontraban en construcción 32 PWR (27.971 MWe) y 9 LWGR (10.050 MWe) al 31/10/83 (1). El tiempo medio de construcción es de 7.6 años.

El país planifica construir a fines de 1983: 28 PWR por un total de 26.366 MWe, 8 LWGR (10.600 MWe) y 2 FBR de 2.250 MWe.

Los costos de generación eléctrica a 1979 (29) en milésimos de dólar por KWh eran: 12.37 para la generación nuclear y 11.75 para las térmicas en general.

El problema de la distribución de sus recursos energéticos lleva a este país a encarar un ambicioso programa que prevé instalar más de 39.000 Mwe de origen nuclear. El 80% de esos recursos hallan concentrados en la parte europea, por lo tanto el transporte de combustibles representa el 40% del transporte ferroviario interno total Se espera que en 1985 el porcentaje de generación nucleoeléctrica - sea del 14%, o sea el doble del valor actual (29), de modo que casi todo el aumento de la capacidad instalada que se registre corresponderá a centrales nucleoeléctricas.

El programa nuclear se basa en dos tipos de reactores, el - tipo PWR (WWER) y el LWGR refrigerado por agua y moderado por grafito.

La primer central nuclear del país llamada Aps - cuyo diseño fue LWGR se construyó en cuatro años y fue puesta en servicio el 27/06/54 en Obninsk.Entregaba 5 Mwe producidos a partir de U enriquecido al 5%, temperatura del vapor 280°C a 13 Kg./cm^2.

Las centrales soviéticas basan su diseño en la posibilidad de construir los diversos componentes en las instalaciones industria-

les convencionales.

Las centrales de dos reactores tipo LWGR de 1000 Mwe se construyen en un tiempo medio de 7.68 años, y en el trienio 1980-1982 lograron un factor de carga muy elevado, según se aprecia en el siguiente cuadro (29).

RESULTADOS OPERACIONALES DE LOS REACTORES RBMK-1000

Nombre	Año	Capacidad instalada (MW)	Produc. de elec- (TWh)	Factor de carga %
Leningrado	/79	2000	13.1	74.4
	/80	3000	18.82	71.4
	/81	4000	24.1	73.8
Kursk	/79	2000	10.35	64.1
	/80	2000	13.89	79.1
	/81	2000	13.54	77.3
Chernobylsk	/79	2000	12.23	69.8
	/80	2000	14.21	80.9
	/81	2000	13.	75.2

El 04/10/83 con la primera criticidad de Ignalino - 1 (30), un LWGR de 1500 Mwe inició la etapa de los módulos más grandes del mundo, - cuyo costo será 20 a 30 % inferior a los 1000 MWe (emplea dos turbinas de 800 Mw). En el campo de los reactores rápidos, el BN-350

genera 121 MWe y aporta vapor para la producción de 85.000 ton. de agua desalinizada. El reactor BN-600 alcanzó el 100 % de la generación en diciembre de 1981 (29).

Se encuentran en diseño los reactores rápidos de 800 y 1600 MWe a efectos de su construcción en serie, a partir de prácticamente los mismos componentes de su predecesor BN-600.

Y U G O S L A V I A

Posee un sólo reactor en operación comercial, de 649 MWe, modelo Westinghouse, que generó el 6% del total del país en 1983 (1) y que se ha construido en casi 7 años.

Planifica construir un PWR de 1000 MWe en Prevlaka, el que podría estar operativo en 1994, de comenzarse el montaje en 1987.

Posee el Instituto J. Stefan de investigaciones nucleares en Ljubljana, con un reactor Triga Mark II de 250 KW (t).

Los recursos uraníferos conocidos se encuentran en el depósito de Zirovsky vrh, con una capacidad estimada de 2740 toneladas de concentrado de uranio. Se estima que puede producir hasta 430 toneladas, Se estima que las reservas pueden permitir abastecer reactores nucleares de 2500-3000 Mwe. Si se logra separar economicamente el uranio del ácido fosfórico pueden agregarse otras 150-250 toneladas por año de concentrado de uranio.

La red eléctrica actual comprende 17.800 Mwe, siendo 10.500 de plantas térmicas convencionales. Las reservas probadas de petróleo del país ascienden a 360 millones de toneladas y 140 millones de toneladas de gas natural, según la OEDC (Organization of Economically Developed Countries) en informe publicado en octubre de 1983. El país podría incrementar su sistema eléctrico a 40.000 Mwe para fines de siglo, construyendo hasta 6 reactores nucleares. (67).

ANEXO II

INDICADORES USADOS EN LA PROYECCION DE LA DEMANDA ENERGETICA GLOBAL.

Se pasa a detallar, a continuación, los indicadores usados, su significado y cálculo.

Indicadores utilizados:

a) Velocidad de progresión o regresión de una fuente (Vi).

b) Amplitud de una sustitución (Ai).

c) Penetración (Bi).

Consideremos primero un estudio global y no por sectores:

a) Indicador Vi:

Sea qi = consumo de la fuente i.

Q = consumo total de energía

$Ri = \frac{qi}{Q}$ participación de la fuente i en el consumo total

Se define Vi como $Vi = \frac{Rin}{Ri1}$ o $\frac{Ri1}{Rin}$ donde 1 y n indican principio y final de un período y tal que $|Vi| > 1$ siempre

Por convención $\begin{cases} Vi > 0 \longrightarrow \text{progresión} \\ Vi < 0 \longrightarrow \text{regresión} \end{cases}$

Las limitantes principales de Vi son que no indica realmente una velocidad, depende de los extremos del período considerado y puede tomar valores iguales para magnitudes distintas. En nuestro caso, Vi toma los siguientes valores si consideramos extremos del período los años 1965 * y 1983 respectivamente:

$$F_1 : V_1 = \frac{-0.01}{0.0017} = -5.65$$

$$F_2 : V_2 = \frac{0.31}{0.26} = 1.20$$

$$F_3 : V_3 = \frac{-0.66}{0.55} = -1.2$$

* año de restricciones eléctricas

F_4 : $V_4 = \frac{0.13}{0.07} = 2.00$

Siendo F_1, F_2, F_3, F_4 las fuentes energéticas

F_1 : Residuos de Biomasa

F_2 : Leña, energía eólica y combustibles vegetales y minerales

F_3 : Derivados de petróleo y carbón y sus derivados

F_4 : Elasticidad

b) Indicadores Ai:

Expresa para una componente en expansión la parte del mercado tomada por este componente en la modificación de la estructura entre los años 1 y n.

Se define como: $Ai = \frac{qi}{Q + / \triangle S /}$

donde: qi - aumento en el consumo de fuente i $(q_{ni} - q_{1i})$

Q - aumento neto registrado en el consumo total $(Q_n - Q_1)$

$\triangle S$ - disminución total de fuentes en regresión.

Por lo tanto, para nuestro caso será:

$Q = 1958.4 - 1793.1 = 165.3$

$\triangle S = 120.3$

Se verifica que $\sum Ai = 1$ y por definición para $Vi < 0$ es $Ai = 0$.

En nuestro caso Ai toma los siguientes valores:

- F_1 : $A = 0$ (por definición)

- F_2 : $q = (607.4 - 465.2) = 142.2$

$$A = \frac{142.2}{165.3 + 120.3} = 0.5$$

- F_3 : $A = 0$ (por definición)

- F_4 : $q = 143.4$ $\qquad A = \frac{143.4}{165.3 + 120.3} \qquad A = 0.5$

c) Indicador Bi:

Presenta para una forma de energía en progresión relativa, la parte del mercado ganada por esa forma de energía en relación a la parte del consumo total perdido por las energías que entraron en regresión relativa.

La definimos como: $Bi = \frac{\Delta Ri}{\Delta K}$

$\Delta Ri = (Rin - Ri1)$ aumento de participación de fuente i (penetración) entre años 1 y n.

ΔK = parte del mercado perdido por fuentes en regresión relativa.

Por definición será $\Sigma Bi = 1$ y $Bi = 0$ si $Vi < 0$

En nuestro caso: $\Delta K = 11$ %

- F_2: $\Delta R = 3.7$ % $\Longrightarrow$ $B = 0.45$

- F_4: $\Delta R = 6.3$ % $\Longrightarrow$ $B = 0.55$

Esto quiere decir que del mercado perdido por derivados de petróleo y carbón y sus derivados un 45 % lo toma la leña, energía eólica y comb. veg. y minerales y un 55 % lo toma la electricidad.

Si ahora efectuamos los mismos cálculos para cada uno de los sectores res., com. y público, Transporte, Ind-Agro. Denominaremos como:

Sector Res., Com. y Público

	Vi	Ai	Bi
Fuente 1	-	-	-
Fuente 2	-1.05	0	0
Fuente 3	-1.32	0	0
Fuente 4	2.00	1	1

Se ve claramente la progresión de la electricidad en el sector considerado en detrimento de la participación de las demás fuentes.

Es de hacer notar que, aunque la participación de los derivados del petróleo como un todo, baja, hay algunos de ellos que en particular suben su participación. Es el caso del GLP. Merecería un estudio particular la sustitución que se viene dando hace años del kerosene por el GLP y la electricidad en este sector.

Es de notar también cómo, en este sector, baja su participación la fuente 2 cuando en el global la aumentaba. Todo ello es debido al fuerte crecimiento en el uso de la electricidad.

Sector transporte

En este sector intervienen sólo derivados de petróleo y una muy pequeña porción de electricidad la cual va paulatinamente perdiendo importancia ya que viene disminuyendo no sólo en participación sino también en valor absoluto.

Sector Industria-Agro

	Vi	Ai	Bi
Fuente 1	-3.0	0	0
Fuente 2	3.43	0.69	0.68
Fuente 3	-1.4	0	0
Fuente 4	1.89	0.31	0.32

En este sector ha sido claro el retroceso del petróleo y la penetración de la leña y combustibles vegetales y animales representados por el consumo de bagazo y cáscaras de arroz y girasol de forma cada vez más intensiva.

La electricidad también ha tenido una penetración en el mercado aunque en forma no tan pronunciada. Sin embargo hay que recordar que la energía eléctrica, tiene una eficiencia mayor en sus usos que la leña, entonces no es lógico que en términos de energía neta (que son las que contabilizamos) la penetración de ésta sea menor.

Se puede ver entonces que, dependiendo si se consideran los sectores por separado o en forma agregada, (Cuadro II-1), las fuentes pueden presentar distintos comportamientos. También podrán ser distintos los comportamientos de una fuente según el sector que se considere.

Como conclusión general puede decirse que los derivados del petróleo están en regresión mientras que la electricidad y la biomasa están en progresión.

CUADRO II - 1

RESUMEN DE RESULTADOS

Sectores considerados en forma agregada:

	Vi	Ai	Bi
F_1	-5.65	0	0
F_2	1.20	0.50	0.45
F_3	-1.20	0	0
F_4	2.00	0.50	0.55

Residencial, Comercial y Público:

	Vi	Ai	Bi
F_1	--	--	--
F_2	-1.05	0	0
F_3	-1.32	0	0
F_4	2.00	1	1

Industrial - Agro:

	Vi	Ai	Bi
F_1	-3.0	0	0
F_2	3.43	0.69	0.68
F_3	-1.4	0	0
F_4	1.89	0.31	0.32

Correspondería ahora referirse al futuro o sea pasar al estudio de la demanda de las distintas fuentes energéticas y las sustituciones posibles entre ellas en el futuro.

Este es un punto muy delicado ya que cualquier proyección de demanda que se elabore depende fundamentalmente de los supuestos e hipótesis que se tomen de base. Al variar éstas, variará indefectiblemente la demanda proyectada y esta variación puede ser amplia aunque las hipótesis de partida no difieran mucho entre sí.

Para obtener la demanda proyectada para el año 2000, nos basaremos en los estudios de la consultora ED/I que elaborara el Modelo Energético Nacional para la D.N.E.

Se obtiene de esta manera lo que llamaremos un "caso base" de la demanda proyectada. Esta es, una situación en que no hay grandes cambios estructurales y las tendencias de penetración de las distintas fuentes no varía mucho de las presentadas hasta el momento.

El resultado de esta proyección para el año 2000 es el que se indica en el cuadro II-2.

Cuadro II-2

Demanda 2000		Res.	Com.	Pub.	Transp.	Ind.Ag
	10^3 Tep					
Electr.	473.45	261.13	39.1	17.7	1.5	154.03
Solar	0.00	0	0	0	0	0
Eólica	5.14	0	0	0	0	5.14
Desp. agric.	61.43	0	0	0	0	61.43
leña	424.03	255.23	36.4	0	0	132.40
carbón veg.	0.00	0	0	0	0	0
gas	10.11	4.9	3.2	0	0	2.01
nafta	315.09	0	0	0	303.28	11.81
lpg	95.26	91.61	0	0	0	3.65
Kero.	83.63	49.61	0.90	0	26.86	6.25
gasoil	628.87	11.37	2.10	0	489.31	126.09
fuel oil	668.44	10.98	16.10	0	10.2	631.56
asfalto	111.41	0	0	0	0	111.41
carbón min.	2.74	0	0	0	0	2.74

Como puede verse en el cuadro, la demanda de energía eléctrica es 473.45 x 10^3 TEP lo que equivale aproximadamente a 5505 GWh (a nivel de ventas).

Este valor es coherente con la estimación hecha por el consultor Ing. Renato Salazar y el personal de Planificación y Desarrollo de UTE.

Podemos decir, entonces, que en cuanto a energía eléctrica se refiere, para el año 2000 se puede hablar de una demanda esperada de 5500 GWh la cual podría llegar a incrementarse hasta unos 6900 GWh en el caso de un crecimiento acelerado.

Es imposible realizar un análisis particular a fondo de las posibles sustituciones entre fuentes en el futuro ya que, para ello, sería necesario tener un balance energético por usos, el cual no se dispone en este momento.

Es importante, además, destacar que existe también la posibilidad de tener una baja demanda de energía eléctrica; y esto puede ser debido a varias razones.

Una de estas razones sería la penetración de una nueva fuente energética que compitiera con la electricidad y éste sería el caso del gas natural argentino. Como es sabido, esta posibilidad no es remota, sino que, por el contrario, es muy real.

Los estudios ED/I fijaron como una fecha posible de comienzo de ventas de gas natural el año 1995. Este energético competiría con la electricidad en diversos usos, fundamentalmente en el sector residencial y comercial. Estos usos serían cocción, calentamiento de agua y calefacción, los que constituyen, evidentemente, el grueso del consumo eléctrico domiciliario.

Analizando en forma comparada las estructuras de consumo del año 1982 y de la proyección base de ED/I para el año 2000, se ve que la mayor variación en las estructuras proviene de considerar un decrecimiento en el uso futuro de la leña y residuos de biomasa.

También aparece un pequeño retroceso de la electricidad en la industria pero éste se ve absorbido por el gran crecimiento del uso eléctrico en el sector Res. Com. y Público.

En el total, se sigue manteniendo la tendencia de la electricidad a tomar mayor parte del mercado.

CUADRO II-3

GLOBAL

	1982	2000
F1:	R = 0.14	R = 0.10
F2:	R = 29.57	R = 17.72
F3:	R = 57.26	R = 65.08
F4:	R = 13.04	R = 17.10

RES. COM. PUB.

F1:	R = ---	R = ---
F2:	R = 57.75	R = 36.44
F3:	R = 22.4	R = 23.84
F4:	R = 19.86	R = 39.72

IND-AGRO

F1:	R = 0.5	R = 0.24
F2:	R = 19.59	R = 17.5
F3:	R = 62.88	R = 68.72
F4:	R = 17.03	R = 13.55

A N E X O III

MERCADO ELECTRICO NACIONAL

1. Desarrollo Histórico
   a) Generalidades
   b) Ventas por clases de consumidores
   c) Demanda por áreas geográficas

2. Previsiones de consumo de energía y de potencia
   a) Aspectos metodológicos generales
      a.1) Métodos de extrapolación en el tiempo
      a.2) Modelos condicionales
   b) Otros métodos de proyección
      b.1) Métodos analógicos (de transposición)
      b.2) Encuestas de consumidores
      b.3) Previsiones basadas en la proyección del stock de aparatos electrodomésticos
      b.4) Análisis de la estructura de la clientela
      b.5) Método de "cadenas de Markov"

3. Estudios precedentes y objetivos
   a) UTE
   b) Electroconsult (1
   c) Lahmeyer
   d) Hydroquebec
   e) Electroconsult
   f) Energy Developmen
   g) UTE

4. Dificultades constat limitaciones

5. Proyecciones para el 1984-2000

1. Desarrollo Histórico

a) Generalidades

Los datos históricos del mercado eléctrico en el Uruguay están expuestos en los cuadros N° 1 al N° 11, con datos desde el año 1961 en adelante. Es apreciable la irregularidad en las tasas de crecimiento del consumo de energía eléctrica que se constata en los dos decenios expuestos, particularmente afectadas por restricciones de oferta en los años 1965, 1968, 1970, 1972, 1974, 1975 y 1979 (7 años en 23), debidas principalmente a faltas de disponibilidad de energía por baja hidraulicidad. La tasa acumulativa media de crecimiento en el período 1961-1983 es de 4,51 % anual.

Dichas restricciones afectaron de manera importante a los sectores residencial y comercial, regulándose las mismas de forma voluntaria cuando sus niveles eran inferiores al 10 % en energía y 13 % en potencia y en forma compulsiva cuando el déficit superaba a esos valores. Como consecuencia de ello, los años afectados presentan un aumento del factor de carga sobre la norma, apreciándose los efectos generales en los cuadros N° 5, 6 y 7, donde se exponen los mismos en términos absolutos y relativos resultando los déficit por comparación con las generaciones que se espera hubieran ocurrido de no haber existido limitaciones de capacidad. Puede comprobarse que la incidencia difiere según los años, siendo importante y del orden del 7 % en los años 1965, 1974 y 1989. En este último año el costo del déficit puede estimarse en el órden de los 11 millones de dólares norteamericanos, como mínimo, valuando la energía al precio medio de venta registrado en ese año.

En los años en que puede obtenerse una relación de crecimiento no afectada por restricciones, se verificaba generalmente una tasa de crecimiento de la generación bruta del orden del 8 % anual (1962, 1964, 1977 y 1981). Este proceso de crecimiento cesa en 1982, año en el que la demanda se sitúa al mismo nivel que el año inmediato anterior, creciendo un 3,32 % anual en 1983 y, para los primeros seis meses, un 3,80 % en 1984.
La coyuntura económica desfavorable, que se produjo en los años 1982 y 1983, con descensos del PBI del 10 y 5 % respectivamente, refleja la caída de los niveles de actividad económica con las obvias bajas en los ingresos disponibles que, sumado a la caída del salario real, explican el estancamiento y enlentecimiento de los crecimientos de la demanda de electricidad. Por su parte y como se explicitará más adelante, ésta se sostuvo en base a una reestructuración de las ventas, con crecimientos en la residencial que compensaron las caídas registradas en la industrial, que llegó a descender en un 7 % en el año 1982 (Cuadro N° 11).
Merece destacarse que los sucesivos aumentos de capacidad de generación hidráulica (Salto Grande, Palmar) y trasmisión (asociada a la generación y extensiones al este y norte del sistema) registrados en los últimos años, ha mejorado notablemente la oferta de energía eléctrica; dejando a la demanda limitada solamente a sus propias fuerzas determinantes, por su elasticidad-precio en el caso de los usos no cautivos (calefacción por ejemplo), por la elasticidad-ingreso y por el nivel de actividad económica -usos industriales-. No obstante, aún podrían persistir expectativas desfavorables por parte de potenciales usuarios, para transferencias de otras fuentes a la electricidad, originadas en los bajos niveles de confiabilidad en las redes de distribución (baja tensión).

Como consecuencia del estancamiento de la demanda de energía eléctrica, frente a la verificación de los crecimientos oportunamente previstos en las potencias máximas, se constata un empeoramiento del factor de carga del sistema, que se situó en 57,4 % en 1980, 56,1 % en 1981 y del orden del 53 % en los años 1982 y 1983 (Cuadro N° 8), siendo los registros más bajos en el período estudiado.

La distribución estacional en la energía generada anualmente, así como la relación con la carga máxima invernal, son los siguientes para el sistema interconectado.

	energía	potencia
verano	0,228	0,76
otoño	0,239	0,84
invierno	0,286	1,00
primavera	0,247	0,93
	1,000	

En los Cuadros N° 5 y N° 6 se detallan, desde 1961 a 1984, las generaciones estacionales del sistema interconcectado, donde en los años afectados por restricciones se corrigieron los efectos de las mismas (Cuadro N° 7). Puede comprobarse que en el período considerado los promedios acumulativos de crecimiento por estación son del 4,71 % para el verano (diciembre-febrero), del 4,53 % para el otoño (marzo-mayo), del 4,68 para el invierno (junio-agosto) y del 4,29 % para la primavera (setiembre-noviembre).

Es destacable la similitud del crecimiento tendencial que se manifiesta en las cuatro estaciones del año, afectadas por factores comunes, de carácter económico y por factores específicos de carácter climático (temperatura, etc.).

Las oscilaciones del consumo de energía y la carga máxima en el verano están directamente vinculadas con el turismo de los países vecinos (particularmente argentino) y éste a su vez depende de importantes afluencias de turistas hacia los balnearios de la zona Este (Punta del Este en particular) que inciden significativamente en las demandas de potencia y energía. También comienza a insinuarse un efecto temperatura, similar al del invierno, debido a la incipiente utilización de acondicionadores de aire, que se nota especialmente en los departamentos limítrofes con el Brasil.

Por su parte, el invierno resulta afectado por el uso de la calefacción de ambientes, donde se comprueba una apreciable transferencia hacia el uso de la electricidad debida al descenso de los precios relativos electricidad/keroseno. No obstante ello, las características del clima en el Uruguay y las modalidades del uso de la calefacción, hacen que la aludida transferencia sea más sensible en los requerimientos de potencia que en los consumos de energía. Lo expuesto se traduce en el crecimiento sostenido de las cargas máximas invernales, en los niveles oportunamente previstos, mientras que la energía de esa estación crece a tasas similares a aquellas de las otras tres estaciones: todo lo que se traduce en un empeoramiento sistemático del factor de carga. Los estudios que se vienen realizando en los últimos años, que correlacionan cargas máximas de temperatura, están indicando un coeficiente angular negativo creciente con el correr de los años, situándose en 1982 en un aumento de la carga del orden de los 13,8 MW por grado centígrado de descenso de la temperatura.

b) Ventas por clases de consumidores

La evolución en las ventas de energía según usos finales, está indicada en los cuadros N° 1 y N° 2 y en la Gráfica N° 1.

El consumo residencial representaba un 41 % de las ventas totales en 1961, con una participación ascendente que llegó a ser del orden del 48 % durante algunos años (1967 a 1978), comenzó a descender luego hasta situarse en el 44 % en 1981. Debido a las razones expuestas, volvió a crecer su peso en el total de ventas, situándose en 1983 en el 46,4 %.

Esta recuperación del peso de la categoría residencial se explica por la caída de la demanda del sector industrial, situación coyuntural que se explicita en el Cuadro N° 11. De dicho cuadro se destaca que, en el quinquenio 1978-1983, el uso residencial creció a un ritmo anual del 5, 54 % con un máximo del 11,08 % en 1981 y un mínimo del 2,94 % en 1983, siendo de destacar el proceso descendiente de las tasas de crecimiento anual.

Los aumentos anuales de la categoría residencial no resultaron uniformes dentro de cada año, según se expone en el Cuadro N° 10, destacándose para el trienio 1980-1983 aumentos anuales medios del 3,47 % (verano), 5,34 % (otoño), 10,67 % (invierno) y 4,14 % (primavera); insinuándose también un proceso descendente en las tasas de crecimiento que llegan aún a ser negativas en algunos casos.

Por su parte, la categoría comercial experimentó un aumento promedial del 2,64 % en los últimos cinco años; originado en una tasa media anual del 6,04 % de 1978 a 1980, y del 2,47 %, 2,38 % y 2,33 % para los años 1981, 1982 y 1983.

Debe concluirse que, a pesar del descenso significativo del Producto Bruto Interno en 1982 (- 10 %) y en 1983 (-5 %), la demanda de electricidad

se mantuvo en el primero, por obra de los aumentos registrados en los usos residenciales y comerciales, particularmente el primero; y comenzó a recuperarse en 1983 debido a los aumentos registrados en las categorías residencial y comercial -aunque menores a los de los años anteriores- y en la incipiente recuperación de la categoría industrial que retoma niveles de consumo alcanzados en el año 1981.

En el Cuadro N° 12 están expuestas las ventas a clientes especiales del sector industrias manufactureras, abiertas por rama de actividad económica, que en su conjunto representaron en 1983 el 22,1 % del total de las ventas y el 63,5 % de las ventas de la tarifa industrial.

Se destaca un crecimiento del 9,7 % de las ventas de electricidad las industrias manufactureras del sector privado, en el primer semestre de 1984 con respecto a igual período del año anterior.

Asumiendo que todas las ventas industriales aumentaran en el primer semestre, en igual procentaje al citado para las grandes consumidoras de la industria manufacturera -del orden del 10 %- y dado que la generación total aumentó en un 3,8 % en igual período (Cuadro N° 9), ello estaría implicando que las ventas residenciales se estancarían en 1984 al mismo nivel que en 1983.

De confirmarse para todo el año, lo ocurrido en el primer semestre persistiría la tendencia decreciente en las tasas anuales registradas en los últimos cuatro años por las ventas de electricidad al sector residencial con valores de 11%, 5 %, 3 % y 0 % respectivamente para los años 1981, 1982, 1983 y 1984.

Lo expuesto estaría indicando una saturación de las transferencias

a la electricidad para calefacción de ambientes, o bien el efecto de la elasticidad-ingreso debido a la caída del salario real, o el resultado compensado de ambos.

En atención a que los niveles globales de consumo de electricidad se mantuvieron en los últimos tres años, debido a factores circunstanciales y transitorios, tales como los aumentos residenciales del verano (turismo) e invierno (calefacción), que encubrieron la caída de la demanda industrial y los efectos de la elasticidad-ingreso en la demanda residencial que comienzan a manifestarse, de mantenerse la actual coyuntura económica desfavorable es previsible esperar un enlentecimiento futuro del consumo global de electricidad o más aún, una caída del mismo.

c) Demanda por áreas geográficas

Las ventas en el interior del país han cobrado una importancia creciente, con un crecimiento acumulativo promedial del 6,47 % anual en 22 años; pasando del 27,2 % en el año 1961 al 41,4 % en 1983.

Por su parte, el decrecimiento del peso de las ventas en Montevideo, se explica por el crecimiento acumulativo promedial de sólo el 3,44 % en el período 1961-1983, mientras las ventas totales lo hicieron a la tasa del 4,47 % en el mismo período.

2. Previsiones de consumo de energía y de potencia

a) Aspectos metodológicos generales.

Por las características especiales del sector eléctrico, han sido desarrolladas metodologías aplicadas a la previsión de las demandas de energía y de potencia que se resumen en:

a.1) Métodos de extrapolación en el tiempo

Son también designados como modelos autónomos-tendenciales o simples de primer orden o también determinísticos; siendo de mayor aplicabilidad para las previsiones de corto plazo.

Están basados en la hipótesis fundamental de que el futuro es la continuación del pasado, o por lo menos, por el juego compensado de sustituciones entre sectores en expansión y en declinación y por efecto del crecimiento generalizado, todo ocurriría como si la expansión del sector eléctrico se tratara de un fenómeno autónomo, regido por leyes que le son propias e independientes del resto de la economía, siendo su evolución futura dependiente sólo del transcurso del tiempo.

Quedan incluidos en este grupo todos aquellos procedimientos en los cuales se ajusta a los datos de la experiencia pasada, una determinada curva que se elige entre las integrantes de una familia de funciones (especificación del modelo). Dicho ajuste se realiza, en general, mediante las ecuaciones normales, derivadas de la hipótesis de minimizar los cuadrados de las desviaciones con respecto a la función teórica especificada, obteniéndose en consecuencia la estimación de los parámetros que dan la forma concreta de la relación a ser utilizada en las proyecciones.

Estos métodos autónomos pueden ser utilizados al nivel de análisis global de la demanda, lo que ha sido hecho reiteradamente en UTE; más que a un nivel más detallado (sectores, regiones, categorías de abonados, etc.)

a.2) Modelos condicionales

Son también designados como adaptativos o de segundo orden y comprenden aquellos métodos en los cuales la variación del consumo de electricidad

se asocia a una o más variables explicativas macroeconómicas y también al tiempo, mediante diversas formas funcionales, en similar forma a los métodos antes expuestos.

Si bien estos métodos son teóricamente más recomendables que los del grupo anterior, presentan el problema que plantea toda proyección condicional, es decir que, además de la determinación de la relación funcional en base a series históricas entre las variables endógenas (explicativas) del sistema, es necesario predecir el comportamiento de estas últimas. En otros términos, se trata de predecir la evolución futura del consumo eléctrico en la hipótesis de un objetivo de desarrollo económico general prefijado por los poderes públicos. En los hechos, este objetivo se exterioriza por un nivel o tasa de crecimiento del índice de producción industrial o del producto bruto interno, que puede constituirse en un indicador apropiado de la actividad general del país.

Sin embargo, no deben exagerarse los requerimientos en este aspecto ya que, a pesar de que el margen de incertidumbre con respecto a la evolución futura de la actividad económica general sea muy grande, la incorporación de esta variable al análisis de la demanda eléctrica asegura cierta congruencia entre las metas del plan de expansión eléctrica y el programa de desarrollo en otros sectores de la economía. En otras palabras, una búsqueda racional de la distribución óptima de los recursos de inversión requiere un análisis previo de la relación entre demanda eléctrica y crecimiento del producto y del ingreso sobre todo en períodos donde se prevén cambios estructurales.

Estos métodos son más apropiados que los anteriores (tendenciales) para

las proyecciones desagregadas (categorías de usuarios, niveles de tensión, usos, etc.), a condición de poder introducir en cada caso, por crónica explicativa, un índice económico apropiado que refleje los objetivos del plan general con el grado de desagregación requerido.

Con la limitación mencionada en la predicción de los indicadores de actividad económica, también este tipo de procedimiento fue utilizado en UTE.

b) Otros métodos de proyección

Los otros métodos se derivan, en general, directa o indirectamente de los dos anteriormente mencionados; destacándose:

b.1) métodos analógicos (de trasposición)

Están basados en la hipótesis de que el desarrollo económico de cada país se opera a lo largo de una trayectoria común a todos ellos y, por tanto, en cada instante existen algunos más avanzados que otros.

Este tipo de razonamiento puede aplicarse al consumo total por habitante, al consumo de electricidad de una rama industrial dada (siderurgia, cemento, papel, etc.), relacionado con el número de obreros de dicha rama o con el número de toneladas producidas al consumo terciario de electricidad relacionado con la población activa empleada en el mismo, al consumo doméstico de electriciad por habitante o por abonado residencial; etc.

Un método de este tipo fue desarrollado por H. Aoki en 1972 ("Long range forecasting of the demand for electrical energy"), mediante el estudio de 111 países y asumiendo como hipótesis de base la necesidad de una interdependencia entre la generación de energía eléctrica y el estado de la economía nacional, estableciendo una correlación entre los valores per capita de las variables relativas.

Es de destacar que, la diversidad de situaciones que pueden constatarse

en las evoluciones de los diferentes países hace que más de un método de proyección propiamente dicho se trate de un marco de referencia para situar las proyecciones a largo plazo.

Como dato ilustrativo, merece mencionarse la introducción de nuevas tecnologías en un proceso cada vez más acelerado, que determina que países subdesarrollados salten etapas transcurridas por los países más avanzados.

Finalmente, también este método requiere de la proyección previa de las variables explicativas como el PBI.

b.2) Encuestas de consumidores

Está basado en la suposición de que los consumidores realizan sus propias proyecciones sobre necesidades futuras de electricidad.

En este caso se distingue a los clientes según su categoría o modalidad de consumo (residencial, industrial, grandes consumidores, etc.).

Este método podría ser adecuado en los casos en que existe una clara y definida política de precios de las diferentes fuentes de energía competitivas así como un perfecto conocimiento del mercado de parte de los consumidores que basarían sus conductas en decisiones económicamente racionales.

No obstante, el método podría ser útil para proyectar la demanda a corto plazo, para estudios de proyectos locales o regionales de trasmisión y distribución; pero no es de aplicación para planificar inversiones de generación que requieren conocimientos de más largo plazo.

Resulta de utilidad en casos como el nuestro, donde se desconoce el destino final dado a la energía consumida y el stock de aparatos eléctricos.

b.3) Previsiones basadas en la proyección del stock de aparatos eléctricos

Este método es aplicable al sector doméstico, donde la lista de aplicaciones (o categorías de aparatos) es suficientemente limitada y la

clientela homogénea.

A pesar de las limitaciones implícitas en el método, el conocimiento del stock de aparatos en un momento dado, puede servir de base en un proceso de planificación del sector energético de usos domésticos, donde el conocimiento de los costos de las distintas fuentes y una política de precios definida pueden proporcionar el rango de evolución futura, en función de las transferencias esperadas entre fuentes.

b.4) Análisis de la estructura de la clientela

Puede ser de interés en los países con niveles elevados de concentración del ingreso, con una minoría con altos niveles de ingreso y consumo y la mayoría de la población con un bajo poder de compra.

La evolución futura de la proporción entre las dos categorías de población es naturalmente una información básica para proyectar la demanda de electricidad. Puede decirse que, en este caso, la variable explicativa pertinente es la estructura social de la población.

Por generalización del razonamiento, podría hablarse de la proporción entre población urbana y rural, o de la distribución entre sectores (primario, secundiario y terciario), etc.

Este tipo de variable explicativa es de gran utilidad para señalar las diferencias de consumo en el espacio (corte transversal o cross-section), es decir, de una región a otra o de un país a otro en una época dada. Pero en el tiempo, para una región o un país dado, este género de explicación resulta infecundo puesto que el crecimiento del consumo de electricidad doméstica depende menos de la evolución social de los consumidores, que del tiempo en sí mismo como variable explicativa.

b.5) Método de las "cadenas de Markov"

Como respuesta a los métodos tradicionales, criticados por ser demasiado dependientes de los datos del pasado, han sido desarrollados otros basados en los indicadores de potencialidades futuras.

Entre ellos se destaca el basado en las "cadenas de Markov", que se apoya en los conocimientos desarrollados por el matemático ruso André Markov (1856-1922) quien estudió en profundidad las cadenas de eventos que involucran variables mutuamente dependientes.

La aplicación particular del método a la proyección de la demanda de energía eléctrica, está basado en las probabilidades proyectadas de desarrollo de varios sectores de la economía y las relaciones entre los mismos y sus requerimientos de energía.

Obviamente, requiere de un previo proceso de decisión política en un marco de planificación general de la economía, que permita estimar los límites mínimos y máximos de crecimiento para cada uno de los sectores económicos.

3. Estudios precedentes y sus objetivos

En los últimos años, ya sea con medios propios o a través de consultorías externas, se han desarrollado en UTE distintas previsiones de consumo de energía eléctrica y de potencia.

En ese sentido, se realizaron previsiones por UTE (1972), SOFRELEC (1974), ELECTROCONSULT (1977), LAHMEYER (1979), HYDROQUEBEC (1981), UTE-ELECTROCONSULT (1982) y finalmente ENERGY DEVELOPMENT INTERNATIONAL (1983); sin perjuicio de las revisiones periódicas efectuadas por UTE.

Si bien los objetivos de dichos estudios eran diferentes (LAHMEYER, equipamiento en generación hasta el año 2000, ELC, equipamiento en trasmisión y distribución; HQI, estructura tarifaria y EDI, modelo energético nacional); todos realizaron proyecciones del tipo global, ya sea basadas en métodos tendenciales o condicionales, eligiendo en cada caso la que mejores tests estadísticos presentaba, siendo de interés mencionar las siguientes:

a) Con anterioridad al año 1977 UTE utilizaba una previsión global de demanda que se describe como sigue:

Se establecen preliminarmente correlaciones entre el crecimiento acumulativo anual de la producción de electricidad (a el) y el mismo crecimiento del PBI (ai).

Se consideran dos relaciones:

a el = 6 % + 0.4 ai

a el = 5 % + 0.5 ai

Estas dos relaciones aplicadas a un crecimiento anual del PBI del 3 % indican crecimientos anuales de la producción de energía eléctrica de 7.2 % y de 6.5 % respectivamente.

Sin embargo, después de una comparación con otro tipo de análisis que abarcan los períodos 1949 - 1969 y 1959 - 1969, se llega a adoptar un crecimiento anual de la demanda del 6 % anual a partir del año 1972.

Esta formulación basada en tasas de crecimiento, posee ciertas ventajas técnicas. Es esencial, no obstante, tener en cuenta el efecto de las restricciones.

b) En el estudio de ELECTROCONSULT de 1977, se aplicaron diversas metodologías de previsión de demanda. Se desarrollaron previsiones globales utilizando un modelo tendencial (logarítmico), un modelo adaptativo lineal

y un método de transposición. Se desarrolló asimismo un pronóstico por uso, cuya metodología no se describe en detalle. Sin embargo, el modelo utiliza el enfoque por tasa de crecimiento que se describe anteriormente en a) junto con el uso del juicio profesional. Este enfoque por uso fue adoptado por ELC en el pronóstico final de demanda.

c) El enfoque utilizado por Lahmeyer fue semejante a los modelos globales y tendenciales adaptativos utilizados por Electroconsult.

Este enfoque utiliza el análisis de regresión de datos históricos para desarrollar los modelos de previsión, que pueden ser o bien lineales o bien logarítmicos. Se basa, obviamente, en el supuesto de que la demanda futura habrá de estar determinada por los mismos factores que la demanda pasada. Tal presunción es inevitable en este tipo de análisis. Sin embargo, debemos advertir que en el pasado la calefacción no constituía un uso importante de la electricidad, y que los cambios en la estructura tarifaria pueden influir en el curso de la demanda futura. Estos factores no pueden detectarse en el análisis de datos de épocas anteriores.

d) La consultora HYDROQUEBEC procedió a la actualización de los trabajos realizados, revisando los modelos utilizados y extendiendo las series históricas de datos hasta la fecha de su vinculación con UTE.

Como consecuencia, su trabajo consistió en una combinación de los enfoques realizados por los consultores precedentes; pero en atención al objeto de su trabajo (estructura tarifaria) que requería las proyecciones por categoría tarifaria, se puso énfasis en los modelos desagregados por tipos de consumidores, obteniéndose los totales por suma de los anteriores.

A esos efectos, se dividió a la clientela en tres grupos básicos: residencial, no-residencial y finalmente la suma de alumbrado público y tracción.

A modo de comprobación también efectuó esta consultora proyecciones del tipo global.

e) Electroconsult de Milán realizó en 1982, conjuntamente con personal de U.T.E. de la División Planificación y Desarrollo, una actualización de los estudios de demanda para su utilización en un proyecto de trasmisión y de distribución que, en líneas generales, recogió los modelos condicionales utilizados por HIDROQUEBEC en forma separada para la categoría residencial, por un lado y la residencial-comercial por otro.

f) Por su parte, la consultoría ENERGY DEVELOPMENT INTERNATIONAL realizó en 1983, junto a personal de UTE de la División Planificación y Desarrollo, nuevos estudios sobre demanda de electricidad en el período 1982-2000; dentro del Proyecto del "Modelo Energético Nacional"; presentándose tres alternativas.

En las denominadas "basica(media)" y "baja", se adoptaron también modelos del tipo condicional, con la misma especificación anteriormente utilizada por las otras consultorías de la forma:

$$V_t = a.V_{t-1} + b.PBI_t + c.R_t + d$$

donde las ventas de un año "t" quedarían explicadas por las ventas del año anterior, el producto bruto interno del mismo año, la existencia o no de restricciones (0 y 1 respectivamente) y un término independiente; aplicable en forma separada a la categoría residencial y a la industrial-comercial.

Para la proyección "base" se usaron los valores futuros del nivel de actividad económica estimados por la propia consultora, que da una tasa media de crecimiento del PBI, para el período de proyección, del 3,09 % acumulativo anual; mientras que para la proyección "baja" se adoptó un crecimiento constante del PBI, a contar desde el año 1986, a una tasa media anual que recompone una tasa media del 1,54 % para el período 1983-2000, equivalente a la tasa histórica constatada en el período 1962-1982.

Finalmente, la proyección "alta" consistió en la mera adopción de una tasa de crecimiento constante del 5 % acumulativo anual.

g) Por último , UTE realiza estudios permanentes sobre evolución futura de la demanda de electricidad, dentro de las funciones básicas de la División Planificación y Desarrollo.

En los mismos se aplica la experiencia recogida con los consultores mencionados y aportes propios del personal de UTE.

4. Dificultades constatadas y limitaciones

Todos los estudios se vieron obstaculizados en el desarrollo de los modelos, por las limitaciones concernientes a la disponibilidad de datos.

En primer lugar, con respecto a la cuantificación del efecto de las "restricciones" en las ventas de electricidad, que dentro del período histórico se presentaron siete veces. La dificultad se salvó utilizando en ocasiones "variables ficticias" (0,1) y en otros corrigiendo los valores reales (ver cuadro N° 7) en base al juicio profesional.

En segundo lugar, en los modelos condicionales, la falta de información sobre proyecciones oficiales del Producto Bruto Interno global y por sectores.

Es por ello que las distintas consultorías adoptan sus propias estimaciones sobre la futura evolución del nivel de actividad económica. En el caso de Electroconsult, se utilizó el 3 % anual; Lahmeyer no empleó un pronóstico del PBI como insumo directo, sino que su modelo implicaba una simulación de la economía uruguaya que, en definitiva, arrojaba una tasa de crecimiento del orden del 3 % acumulativo anual y E/DI empleo a su vez las tasas ya mencionadas.

En tercer lugar, se constató que a pesar de que los modelos condicionales dan muy buenos resultados estadísticos para el período histórico, su aplicación para las proyecciones da resultados muy sensibles a los valores del PBI en los años iniciales, subvaluados debido al registro de valores "anormales" en el nivel de actividad de los años 1982 y 1983.

Esta dificultad determinó el abandono para el presente trabajo, de los modelos del tipo condicional.

Las limitaciones mencionadas, relativas a los modelos de primer orden (simples o autónomos-tendenciales) y de segundo orden (condicionales o adaptativos), hacen dificultosa la realización de proyecciones de corto y mediano plazo a las que son aplicables dichos procedimientos.

En las proyecciones de largo plazo, como las que resultan necesarias para el objetivo del presente trabajo, la falta de información básica sobre el pasado inmediato y ausencia de planes concretos en el sector, multiplica las dificultades; debiéndose sumar a ello que los modelos estadísticos -como los mencionados- dejan de ser aplicables, porque las bases ya frágiles para estimar los parámetros carecen de validez en un futuro tan lejano.

Entre las dificultades de información merece mencionarse el desconocimiento del destino final dado a la energía consumida; es decir, los

usos en función del parque de aparatos eléctricos, especialmente en el sector residencial. Esta falta de información no cubierta adecuadamente en el Censo de Población y Vivienda realizado en 1975, sería inferida de la encuesta de hogares realizada en el Proyecto del Modelo Energético Nacional y completada con el Censo previsto para 1985.

Con dicha información, que permitiría conocer el destino final dado a la energía eléctrica consumida, agrupando los mercados cautivos por un lado y los no-cautivos o competitivos con otras fuentes de energía por otro; suponiendo, además que no se producirán cambios tecnológicos revolucionarios en el período proyectado; podrían realizarse proyecciones en base a suposiciones sobre transferencias entre fuentes de energía.

Como conclusión del aspecto metodológico, merece destacarse que el uso de métodos econométricos en las proyecciones de la demanda de energía eléctrica, obedece a un motivo real y no es meramente un refinamiento teórico.

En efecto, entre los distintos factores que inciden sobre el consumo y que afectan de manera sustancial al diagrama de cargas, merece destacarse a las condiciones meteorológicas, por ejemplo, de índole típicamente aleatoria, lo que justifica y valida la utilización de métodos estadísticos de índole probabilística.

5. Proyecciones para el período 1984-2020

Con relación al futuro, la ausencia de previsiones de los principales agregados económicos y en particular la inexistencia de un plan maestro de energía, que permita conocer los grandes objetivos nacionales del sector y los instrumentos de política que se emplearían para alcanzarlos, determina que solamente puedan ser utilizados modelos tendenciales de extrapolación en el tiempo.

En ese sentido y en conocimiento de que son métodos sólo válidos para el corto plazo, se formularon por parte de UTE dos previsiones del tipo:

$$GWh_t = a.b^t$$

$$GWh_t = a.b^{c^t} \quad \text{(Ley de Gompertz)}$$

Los parámetros para la primera fueron estimados en base a los datos del período 1961-1983, habiéndose delimitado un intervalo de confianza del 95 %.

No obstante, se reitera su inaplicabilidad para un período tan extenso como el requerido (25 años), habiéndose formulado meramente a modo de referencia.

En el caso de la segunda, los parámetros fueron estimados en base a los datos del período 1958-1984.

Esta se considera más aceptable que la primera, dado que es en general apropiada cuando existe una ley general de evolución con incrementos absolutos decrecientes en sus últimas etapas; como la que caracteriza el aumento de la población y a las industrias cuya producción está en relación directa con la anterior.

Mediante el estudio de los períodos de restricciones, realizando interpolaciones adecuadas se obtuvieron los valores estimativos de las demandas que se hubieran producido de no haber existido problemas de oferta, dándose en los cuadros N°6 y N° 7 (anexo) los resultados obtenidos y la cuantificación de los déficit en la penetración total de cada año afectado.

En el contexto de limitaciones existentes para proyectar a largo plazo la demanda de energía eléctrica, se adoptó como indicativa, a la resultante de extrapolar la tendencia estimada en base a la Ley de Gompertz con ciertas limitaciones, como, por ejemplo, ausencia de cambios estructurales profundos, e inserta en el marco de referencia dado por las estimaciones realizadas en su oportunidad por las firmas consultoras Lahmeyer y Energy Development.

A los últimos efectos, se entendió oportuno reproducir las tres alternativas manejadas por cada una de las citadas consultorías, en ambos casos de "baja", "media o basica" y "alta", recordándose que también se apoyan en modelos aplicables al corto plazo.

Los resultados están expuestos en el Cuadro N° 13 (A) y en las Gráficas N° 3 y N° 4 del Anexo, quedando evidenciada la significativa dispersión de los resultados proyectados dentro de cada año.

Merece destacarse también, que la realidad de los últimos años demuestra la sobrevaloración de la proyección de Lahmeyer en sus tres alternativas, lo que se evidencia con claridad en la Gráfica N° 3.

En base a lo expuesto y a la razonabilidad de cada proyección, dada por el método y supuestos implícitos, se entiende adecuado considerar en el planeamiento para el año 2000 con un rango de posibilidades que

va desde 6.500 GWh a 7.500 GWh anuales.

Por su parte, para los años posteriores al 2000 y en función de los objetivos del presente trabajo, que permiten conocer límites mínimos de potencia admisibles y altos factores de planta requeridos, es posible determinar los niveles de demanda de energía eléctrica que posibilitarían la incorporación de centrales nucleares exclusivamente a efectos de satisfacer esa demanda, sin considerar, por el momento, ni la economicidad global de la alternativa frente a otras fuentes de energía, ni las modalidades del despacho de centrales.

Una vez determinados los niveles de demanda factibles, para la gama de alternativas de generación consideradas, y habida cuenta del cronograma de incorporaciones ya previstas (Salto Grande, Punta Pedregal) y de retiros de equipos por agotamiento de su vida útil, será posible prever el año de incorporación de la nueva central mediante la interpolación en la proyección de la demanda que se entienda más razonable.

A esos efectos, en el estado actual de los estudios de demanda, se estima conveniente utilizar la resultante de proyectar la Ley Gompertz, siendo la que, en valores absolutos, da cifras más bajas luego del año 2.000 ubicándose hasta esa fecha entre las alternativas "media" y "alta" de EDI y "baja" y "media" del Lahmeyer.

El criterio propuesto se considera suficiente y acorde a la etapa en que se encuentra el análisis de la generación nucleoeléctrica, sin perjuicio de la continuación de los estudios de demanda de energía eléctrica, que mejorarán en profundidad a medida que se vayan superando las dificultades vigentes, posibilitando su utilización en las etapas subsiguientes.

CUADRO N° 1

Generación total y ventas en Gwh

Año	Generación total	Venta total	VR	VIC	APyT	
1961	1.419	1.154	477	611	66	
1962	1.559	1.270	592	612	66	
1963	1.578	1.281	611	605	65	
1964	1.719	1.387	653	668	66	
1965*	1.646	1.337	618	661	58	
1966	1.854	1.441	665	715	61	
1967	1.904	1.520	729	725	66	
1968*	1.886	1.513	721	732	60	
1969	2.049	1.618	780	778	60	
1970*	2.160	1.727	834	832	61	
1971	2.323	1.881	906	905	70	
1972*	2.340	1.777	852	853	72	
1973	2.458	1.805	870	860	75	
1974*	2.237	1.806	829	900	77	
1975*	2.396	1.940	869	997	74	
1976	2.588	2.063	926	1.061	76	
1977	2.784	2.188	1.000	1.108	80	
1978	2.959	2.405	1.069	1.254	82	
1979*	2.904	2.479	1.060	1.338	81	
1980	3.279	2.706	1.164	1.455	87	
1981	3.535	2.913	1.293	1.514	106	
1982	3.536	2.920	1.360	1.450	110	
1983	3.653	3.017	1.400	1.508	109	**

* años con restricciones

VR - ventas residencial

VIC - ventas industrial y comercial

APyT - ventas alumbrado público y tracción

** consumos de "tracción" estimados en 18 Gwh por inclusión en tarifa industrial desde 3/83

CUADRO N° 2

Generación total y ventas

En porcentajes

Año	Generación total	Pérdidas	Venta total	VR	VIC	APyT
1961	100	18,7	81,3	33,6	43,1	4,6
1962	100	18,5	81,5	38,0	39,3	4,4
1963	100	18,8	81,2	38,7	38,3	4,2
1964	100	19,3	80,7	38,0	38,9	3,8
1965*	100	18,8	81,2	37,5	40,2	3,5
1966	100	21,4	78,6	36,3	39,0	3,3
1967	100	20,2	79,8	38,3	38,1	3,4
1968*	100	19,8	80,2	38,2	38,8	3,2
1969	100	21,0	79,0	38,1	38,0	2,9
1970*	100	20,0	80,0	38,6	38,5	2,9
1971	100	19,0	81,0	39,0	39,0	3,0
1972*	100	24,1	75,9	36,4	36,5	3,0
1973	100	26,6	73,4	35,4	35,0	3,0
1974*	100	21,4	78,6	36,1	39,2	3,3
1975*	100	19,0	81,0	36,3	41,6	3,1
1976	100	20,3	79,7	35,8	41,0	2,9
1977	100	21,4	78,6	35,9	39,8	2,9
1978	100	18,7	81,3	36,1	42,4	2,8
1979*	100	14,6	85,4	36,5	46,1	2,8
1980	100	17,5	82,5	35,5	44,4	2,6
1981	100	17,6	82,4	36,6	42,8	3,0
1982	100	17,4	82,6	38,5	41,0	3,1
1983	100	17,4	82,6	38,3	41,3	3,0

* años con restricciones

VR - ventas residencial

VIC - ventas industrial y comercial

APyT - ventas alumbrado público y tracción

CUADRO N° 3

Ventas zonales en (Mwh)

Año	Montevideo	Interior	Total
1961	840	314	1.154
1962	922	348	1.270
1963	932	349	1.281
1964	1.006	361	1.367
1965*	943	394	1.337
1966	1.015	426	1.441
1967	1.084	436	1.520
1968*	1.057	456	1.513
1969	1.109	509	1.618
1970*	1.181	546	1.727
1971	1.275	606	1.881
1972*	1.182	595	1.777
1973	1.166	639	1.805
1974*	1.167	639	1.806
1975*	1.242	698	1.940
1976	1.286	777	2.063
1977	1.405	783	2.188
1978	1.522	883	2.405
1979*	1.476	1.003	2.479
1980	1.647	1.059	2.706
1981	1.731	1.182	2.913
1982	1.728	1.192	2.920
1983	1.769	1.248	3.017

* años con restricciones

CUADRO N° 4

Estructura de ventas zonales

Año	Montevideo	Interior	Total
1961	72,8	27,2	100
1962	72,6	27,4	100
1963	72,8	27,2	100
1964	72,5	27,5	100
1965*	70,5	29,5	100
1966	70,3	29,7	100
1967	71,3	28,7	100
1968*	69,9	30,1	100
1969	68,5	31,5	100
1970*	68,4	31,6	100
1971	67,8	32,2	100
1972*	66,5	33,5	100
1973	64,6	35,4	100
1974*	64,6	35,4	100
1975*	64,0	36,0	100
1976	62,3	37,7	100
1977	64,2	35,8	100
1978	63,3	36,7	100
1979*	59,5	40,5	100
1980	60,9	39,1	100
1981	59,8	40,2	100
1982	59,2	40,8	100
1983	58,6	41,4	100

* años con restricciones

CUADRO N° 5

Generación del Sistema en Mwh

Datos históricos

Año	Verano Mwh	Otoño Mwh	Invierno Mwh	Primavera Mwh	Total Mwh
1961	296.482	316.219	386.435	337.127	1.336.263
1962	326.390	348.849	410.707	358.908	1.444.854
1963	337.868	347.557	413.286	372.789	1.471.460
1964	355.749	386.331	452.538	404.843	1.599.461
(1965)	386.080	(390.108)	(373.262)	(389.700)	(1.539.222)
1966	385.214	415.395	475.667	434.277	1.710.553
1967	411.011	435.172	510.668	426.611	1.783.462
(1968)	419.053	(442.333)	(455.039)	(437.690)	(1.754.115)
1969	431.245	461.481	524.032	481.384	1.896.142
(1970)	470.741	(474.477)	(552.290)	505.407	2.002.915
1971	467.228	536.949	605.236	525.763	2.155.176
(1972)	509.469	(512.665)	(596.702)	545.542	(2.164.378)
1973	534.732	566.418	629.195	580.901	2.311.246
(1974)	(522.965)	(518.110)	(591.415)	(554.680)	(2.187.170)
(1975)	(540.639)	(551.122)	(609.727)	(570.555)	(2.272.043)
1976	566.403	591.366	681.953	606.007	2.445.729
1977	586.574	647.114	745.014	644.155	2.624.857
1978	628.066	676.272	795.365	695.841	2.795.564
(1979)	677.676	(706.621)	(664.814)	(694.303)	(2.743.414)
1980	705.882	749.003	878.827	758.366	3.092.080
1981	761.913	790.059	963.266	829.967	3.345.205
1982	776.993	828.661	997.188	801.241	3.404.083
1983	790.345	827.998	1.062.704	850.140	3.531.187
1984	854.701	876.887			

() Afectado por restricciones.

Verano : diciembre/febrero
Otoño : marzo/mayo
Invierno : junio/agosto
Primavera : setiembre/noviembre

CUADRO N° 6

Generación del sistema

Datos históricos*

Año	Verano Mwh	Otoño Mwh	Invierno Mwh	Primavera Mwh	Total Mwh
1961	296.482	316.219	388.435	337.127	1.338.263
1962	326.390	348.849	410.707	358.908	1.444.854
1963	337.868	347.537	413.280	372.789	1.471.480
1964	355.749	386.351	452.538	404.843	1.599.461
(1965)	380.086	(401.912)	(463.825)	(419.934)	(1.671.757)
1966	385.214	415.395	475.667	434.277	1.710.553
1967	411.011	435.172	510.668	426.611	1.783.462
(1968)	419.053	(448.199)	(517.157)	(453.168)	(1.837.577)
1969	431.245	461.481	524.032	481.384	1.898.142
(1970)	470.741	(499.412)	(562.832)	505.407	(2.038.392)
1971	487.228	536.949	605.230	525.763	2.155.170
(1972)	501.469	(545.726)	(622.325)	545.542	(2.223.062)
1973	534.732	566.418	629.195	580.901	2.311.246
(1974)	(553.035)	(574.586)	(646.234)	(589.138)	(2.362.995)
(1975)	(563.439)	(582.903)	(663.815)	(597.506)	(2.407.663)
1976	566.403	591.366	681.955	606.007	2.445.729
1977	588.574	647.114	745.014	644.155	2.624.587
1978	628.066	676.272	795.385	695.841	2.795.564
(1979)	677.676	(711.709)	(836.060)	(726.432)	(2.951.883)
1980	705.862	749.003	878.827	758.368	3.092.080
1981	761.913	790.059	963.266	829.967	3.345.205
1982	776.993	828.661	997.188	801.241	3.404.083
1983	790.345	827.998	1.062.704	850.140	3.531.187
1984	854.701	876.887			

* Corregidos de restricciones

Verano: diciembre/febrero
Otoño: marzo/mayo
Invierno: junio/agosto
Primavera: setiembre/noviembre

CUADRO Nº 7

Generación del sistema en MWh

Efectos de Restricciones

Año	Real	Corregido	Relación	Restricción en %
1965	1.539.222	1.671.757	0,9207	7,93
1968	1.754.115	1.837.577	0,9546	4,54
1970	2.002.915	2.038.392	0,9825	1,75
1972	2.164.378	2.223.062	0,9736	2,64
1974	2.187.170	2.362.995	0,9256	7,44
1975	2.272.043	2.407.663	0,9437	5,63
1979	2.743.414	2.951.883	0,9294	7,06

Datos para cada año del 1 de diciembre al 30 de noviembre

CUADRO N° 8

Sistema hidrotérmico

	1961	1962	1963	1964	1965	1966
G (Gwh)	1327,0	1453,0	1473,0	1612,1	1534,5	1719,6
F.C.(%)	54,5	55,3	55,0	54,1	56,5	57,1
C.max(Mw)	278	300	306	340	299	343

	1967	1968	1969	1970	1971	1972
G (Gwh)	1728,1	1759,9	1912,4	2011,7	2159,7	2171,9
F.C.(%)	55,7	60,8	56,9	57,2	55,4	54,9
C.max(Mw)	365	330	383	402	444	450

	1973	1974	1975	1976	1977	1978
G (Gwh)	2322,2	2181,8	2275,5	2456,3	2642,5	2800,5
F.C.(%)	59,2	58,5	62,8	59,3	57,7	58,5
C.max(Mw)	447	425	414	470	523	548

	1979	1980	1981	1982	1983
G (Gwh)	2748,8	3112,2	3359,1	3.406,1	3.549,7
F.C.(%)	61,6	57,4	56,1	53,0	53,2
C.max(Mw)	509	617	683	735	761

FUENTE: Memorias del Despacho de Carga

CUADRO N° 9

GENERACION SISTEMA

Período Enero-Agosto 1984

	% de variación		
	Mes	Año	Estación
Enero	2.86	2.86	-
Febrero	8.23	5.38	5.31 (*) verano
Marzo	3.96	4.90	-
Abril	2.62	4.33	4.28 (**) otoño
Mayo	5.99	4.70	-
Junio	0.37	3.80	
Julio	2.55	3.58	
Agosto (15 días)	2.67	3.51	1.70 (***) invierno

Notas: (*) Dic./ene./feb.

(**) marzo/abr./mayo

(***) sólo hasta el 15/8/84

- 1983 aumentado en la generación diesel de Treinta y Tres

- 1984 sin la generación del 29/2

[illegible]

VENTAS REALES TRIMESTRALES
POR [illegible]LACION

AÑO	DICIEMBRE/FEBRERO			MARZO/MAYO		
	MVD	INT.	TOTAL	MVD	INT.	TOTAL
1980	147.320	115.934	263.254	162.724	108.986	271.710
1981	162.582	115.957	278.539	173.804	111.461	285.265
%	10,4	-	5,8	6,8	2,3	5,0
1982	173.583	132.168	305.751	186.183	126.507	312.690
%	6,8	14,0	9,8	7,1	13,5	9,6
1983	170.958	120.685	291.643	184.060	133.528	317.588
%	-1,5	-8,7	-4,6	-1,1	5,5	1,6

	JUNIO/AGOSTO			SETIEMBRE/NOVIEMBRE		
	MVD	INT.	TOTAL	MVD	INT.	TOTAL
1980	205.522	108.901	314.423	195.560	117.583	313.143
1981	234.427	124.543	358.970	213.248	134.053	347.301
%	14,1	14,4	14,2	9,0	14,0	10;9
1982	257.497	136.352	393.849	219.430	126.161	345.591
%	9,8	9,5	[illegible]	2,9	-5,9	-0,5
1983	281.626	144.587	426.213	217.046	136.615	353.661
%	9,4	6,0	[illegible]	-0,9	8,3	2,3

CUADRO Nº 11

TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL

Años	PBI	Energía bruta total	V E N T A S			
			TOTAL	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL
$(\frac{1980}{1978})$	6.1	5.27	6.07	4.35	11.28	6.00
$(\frac{1981}{1980})$	2.0	7.91	7.65	11.08	4.70	2.47
$(\frac{1982}{1981})$	-10.0	0.06	0.24	5.19	-7.00	2.38
$(\frac{1983}{1982})$	-5.0	3.23	3.32	2.94	6.60	2.33
$(\frac{1983}{1978})$	-1.3	4.30	4.64	5.54	2.93	2.64

CUADRO N° 12

PERIODO ENERO-JUNIO

VENTAS A CLIENTES ESPECIALES POR RAMA DE ACTIVIDAD ECONOMICA

Rama de Actividad	Cons. Acumulados % Sobre año anterior
PRODUCTOS ALIMENTICIOS	- 0,7
BEBIDAS Y CIGARRERIA	12,0
VESTUARIO Y CALZADO	22,0
MOBILIARIO (MADERA Y METAL)	44,4
TEXTILES	24,[illegible]
CUERO Y PIELES	[illegible]
MADERA (EXCEPTO [illegible])	17,0
PAPELES Y CARTONES	[illegible]
PRODUCTOS DEL CAUCHO	3,3
PRODUCTOS QUIMICOS Y FARMACEUTICOS	4,6
FABRICACION DE DERIVADOS DEL PETROLEO	- 6,8
TRANSFORMACION MATERIAS PLASTICAS	9,3
PRODUCTOS MINERALES NO METALICOS	7,7
INDUSTRIAS METALICAS BASICAS	27,6
FABRICACION DE PRODUCTOS METALICOS	79,3
EDITORIALES Y GRAFICAS	9,5
CONSTRUCCION DE MAQUINARIA (EXCEPTO ELECT.)	- 1,1
MATERIAL ELECTRICO Y COMUNICACIONES	22,3
CONSTRUCCION MATERIAL TRANSPORTE	-2[illegible],7
OTRAS INDUSTRIAS DIVERSAS	27,0
TOTAL GENERAL DIVISION 3	9,7

CUADRO N° 13 (A)

PROYECCIONES DE LA GENERACION BRUTA TOTAL (Gwh)

Años	LAHMEYER			ENERGY DEVELOPMENT			U.T.E.	
	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Exponencial	Compertz
1984	4.189	4.368	4.455	3.605	3.605	3.697	3.825	3.783
1985	4.346	4.567	4.709	3.593	3.623	3.865	3.986	3.932
1986	4.533	4.776	4.975	3.635	3.703	4.059	4.154	4.093
1987	4.692	4.963	5.242	3.680	3.794	4.244	4.328	4.259
1988	4.882	5.182	5.516	3.761	3.930	4.457	4.511	4.431
1989	5.039	5.386	5.791	3.833	4.063	4.659	4.700	4.609
1990	5.227	5.611	6.072	3.937	4.236	4.912	4.898	4.792
1991	5.378	5.820	6.319	4.026	4.401	5.114	5.104	4.983
1992	5.559	6.052	6.612	4.144	4.611	5.369	5.319	5.179
1993	5.705	6.268	6.869	4.266	4.835	5.638	5.543	5.382
1994	5.884	6.508	7.175	4.343	5.078	5.920	5.776	5.592
1995	6.028	6.732	7.453	4.525	5.333	6.216	6.020	5.809
1996	6.207	6.980	7.776	4.659	5.601	6.527	6.273	6.039
1997	6.343	7.190	8.078	4.798	5.885	6.853	6.537	6.265
1998	6.529	7.447	8.420	4.941	6.184	7.195	6.812	6.503
1999	6.670	7.663	8.740	5.088	6.500	7.555	7.099	6.750
2000	6.851	7.929	9.103	5.239	6.831	7.934	7.397	7.005
Tasa media	4,01	4,96	5,87	2,28	3,99	4,97	4,51	3,90

lm

CUADRO Nº 13 (B)

PROYECCIONES DE LA GENERACION BRUTA TOTAL (GWh)

Años	Exponencial	Gompertz
2001	7.709	7.267
2002	8.033	7.533
2003	8.371	7.813
2004	8.724	8.106
2005	9.091	8.404
2006	9.473	8.719
2007	9.872	9.050
2008	10.288	9.351
2009	10.720	9.687
2010	11.172	10.032
2011	11.642	10.388
2012	12.132	10.764
2013	12.642	11.131
2014	13.174	11.519
2015	13.729	11.919
2016	14.307	12.330
2017	14.909	12.753
2018	15.536	13.187
2019	16.190	13.634
2020	16.872	14.094
Tasa Media	4.21%	3.56%

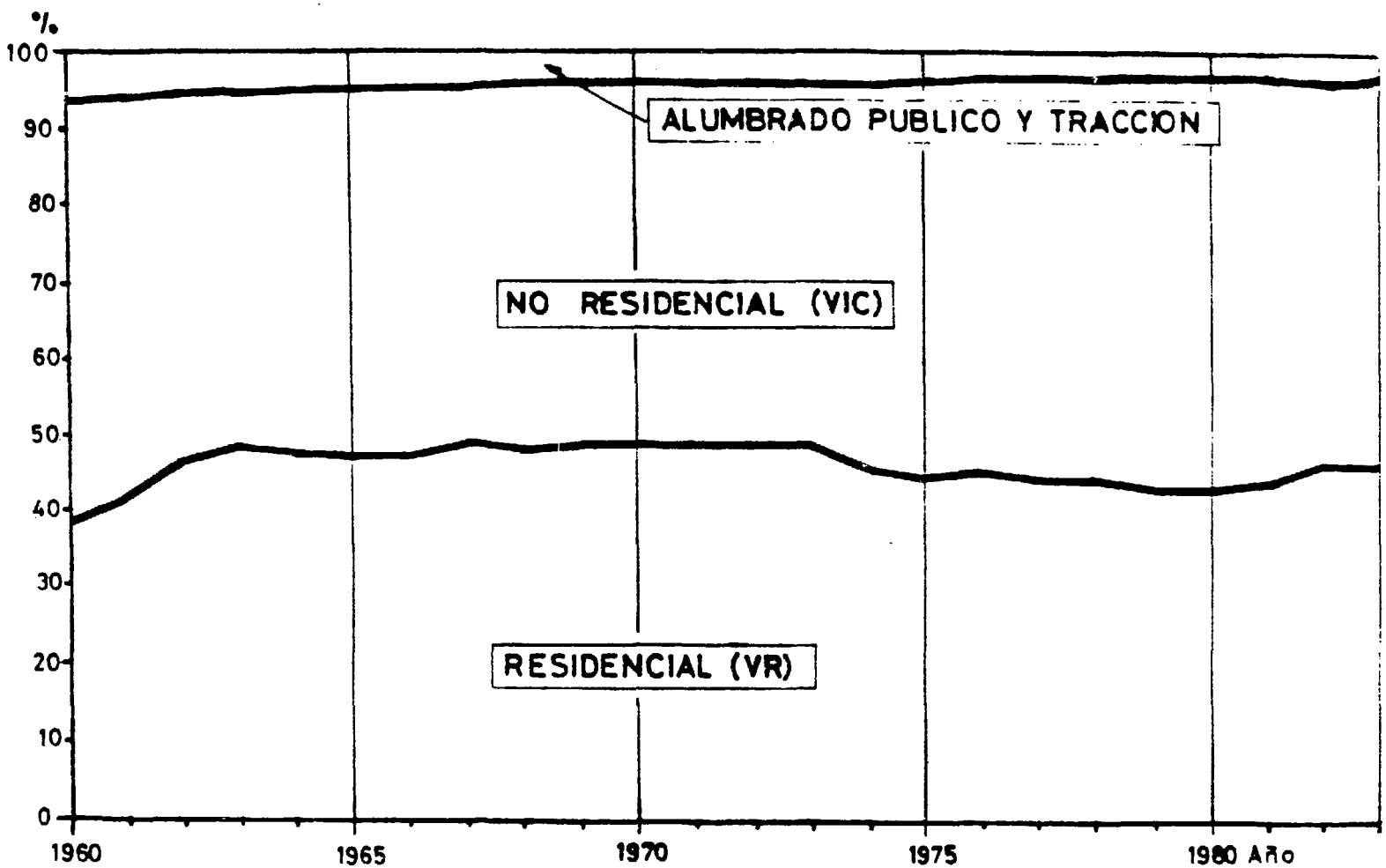
CUADRO Nº 3.3 (B) (1)

PROYECCIONES DE LA CARGA PICO A NIVEL (MW)

Años	Exportación	Generación (MW)
2001	1.571	1.481
2002	1.638	1.537
2003	17.706	1.594
2004	1.778	1.652
2005	1.853	1.713
2006	1.931	1.776
2007	2.012	1.843
2008	2.097	1.906
2009	2.185	1.975
2010	2.277	2.045
2011	2.373	2.118
2012	2.473	2.194
2013	2.577	2.269
2014	2.685	2.348
2015	2.799	2.430
2016	2.916	2.513
2017	3.039	2.600
2018	3.167	2.688
2019	3.300	2.779
2020	3.439	2.873

GRAFICA 1

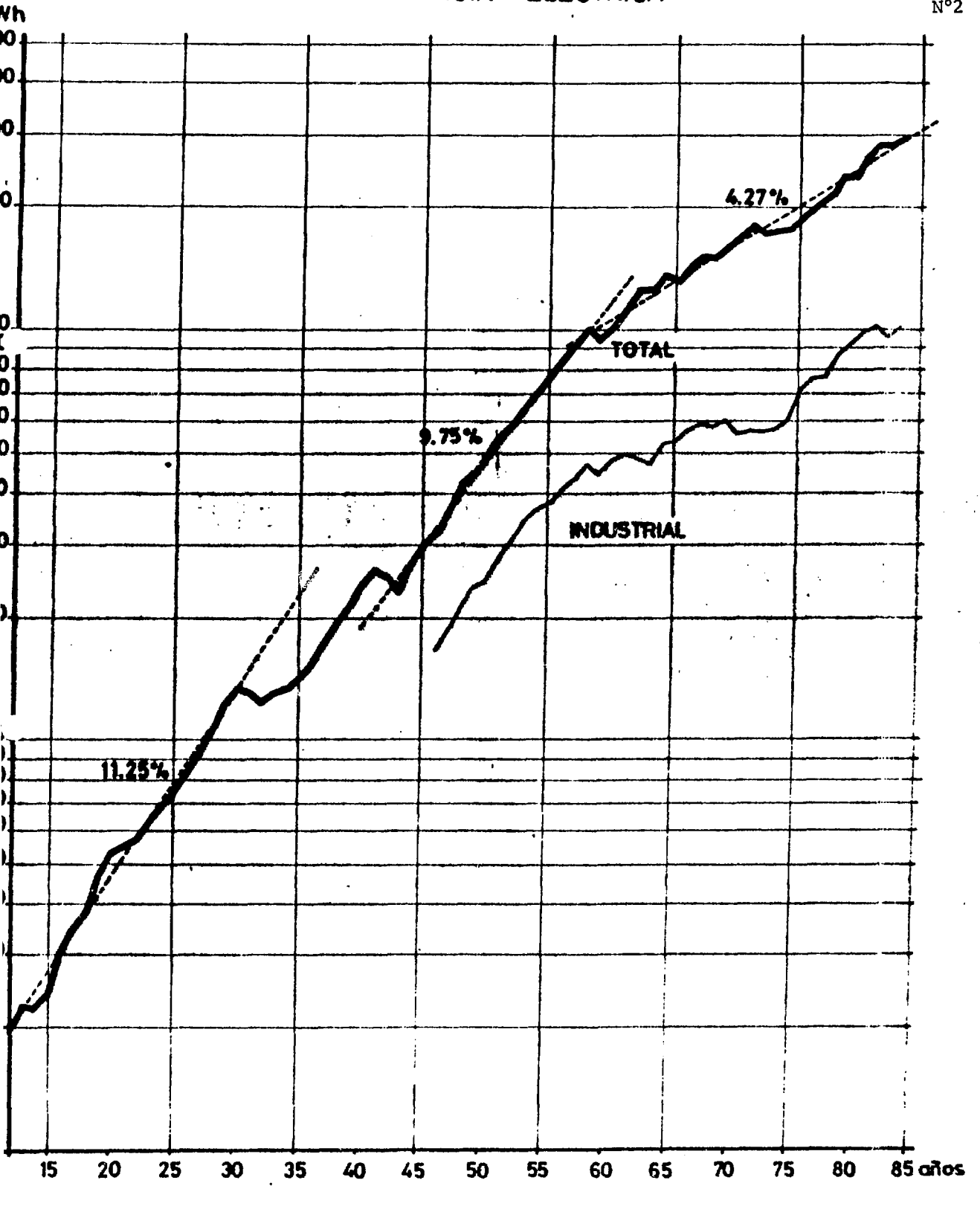
EVOLUCION ESTRUCTURA DE VENTAS DE ENERGIA POR GRUPO DE CONSUMIDOR. (1960-1983)

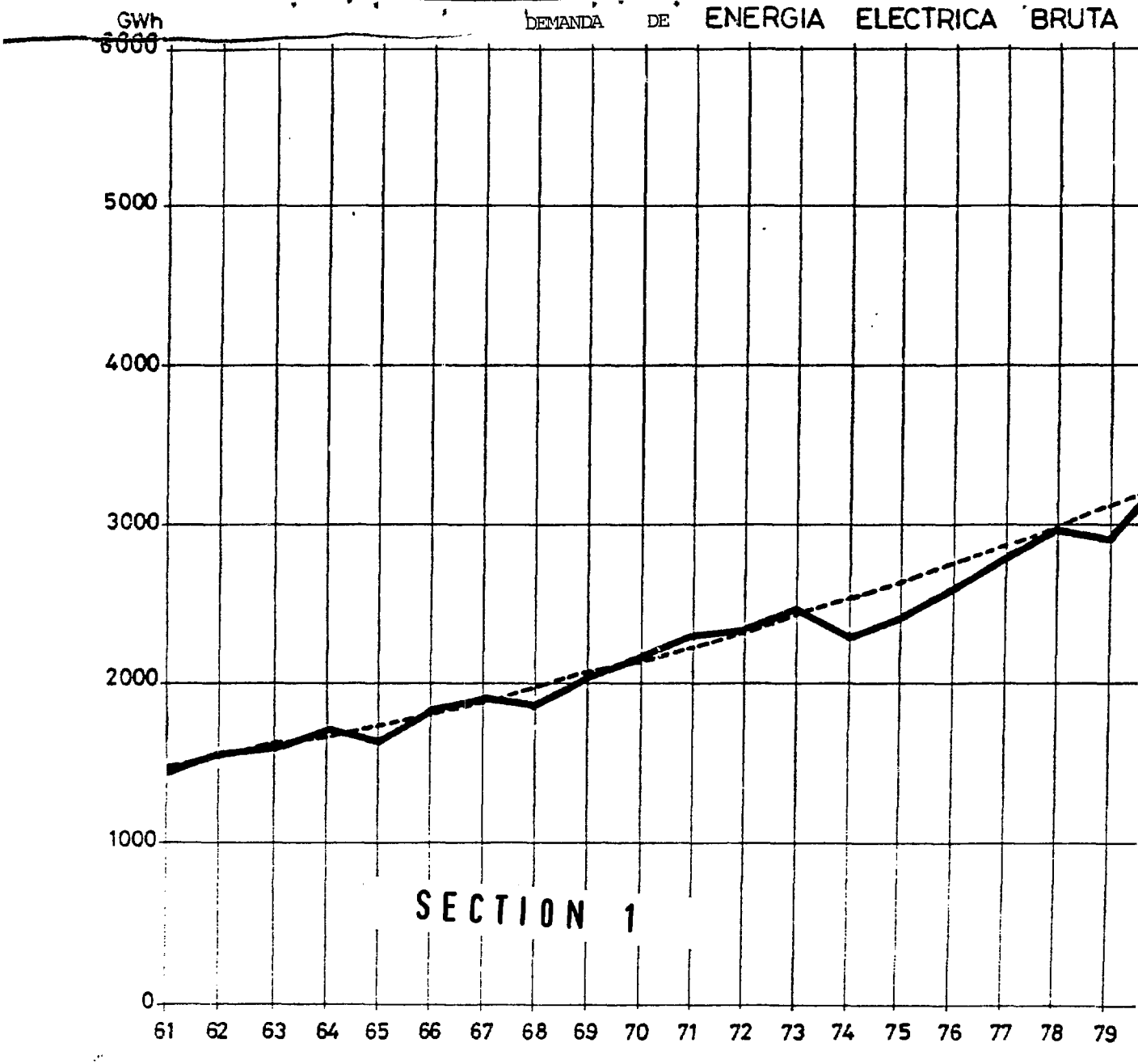


GRA F

N°2

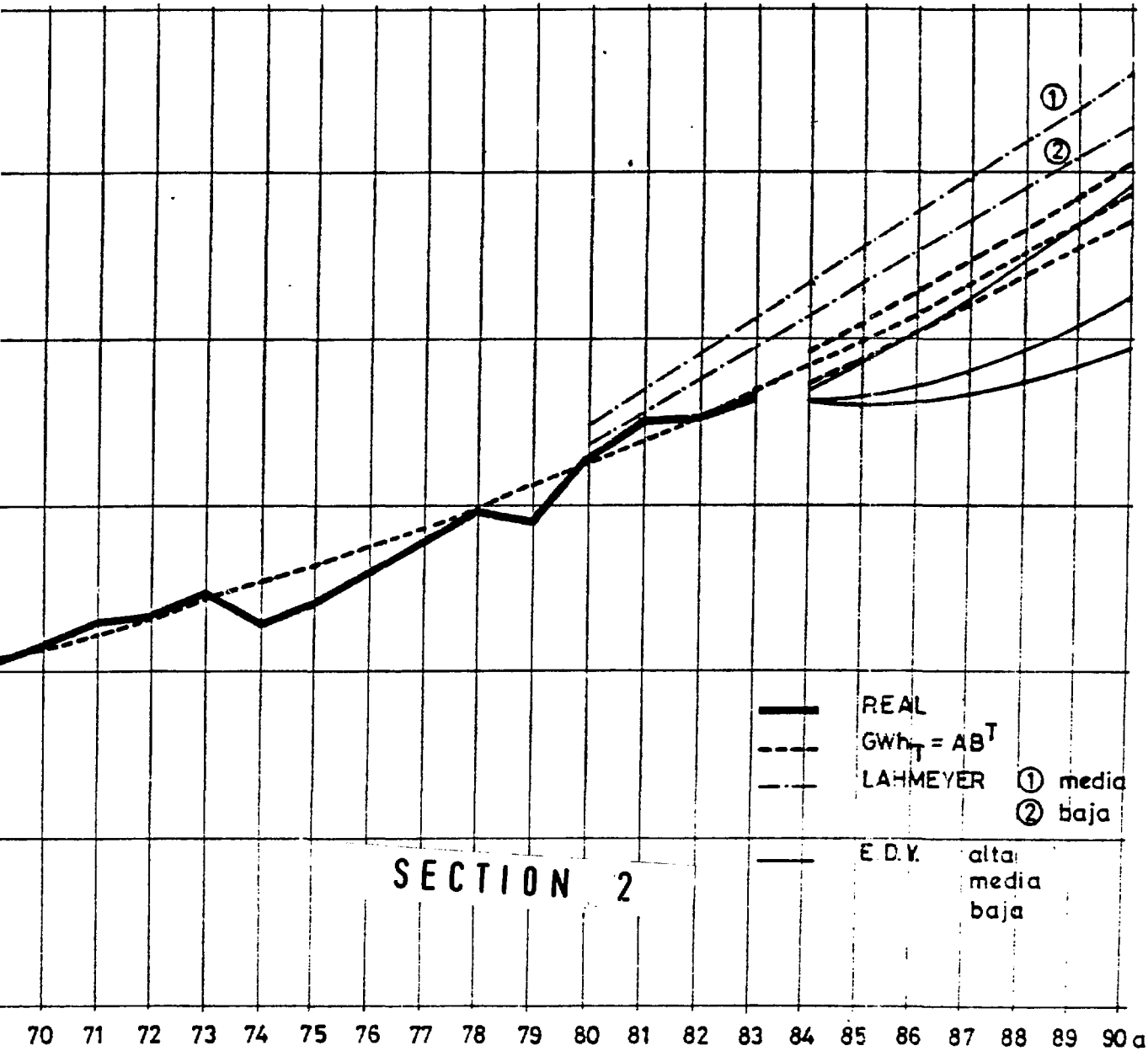
VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA



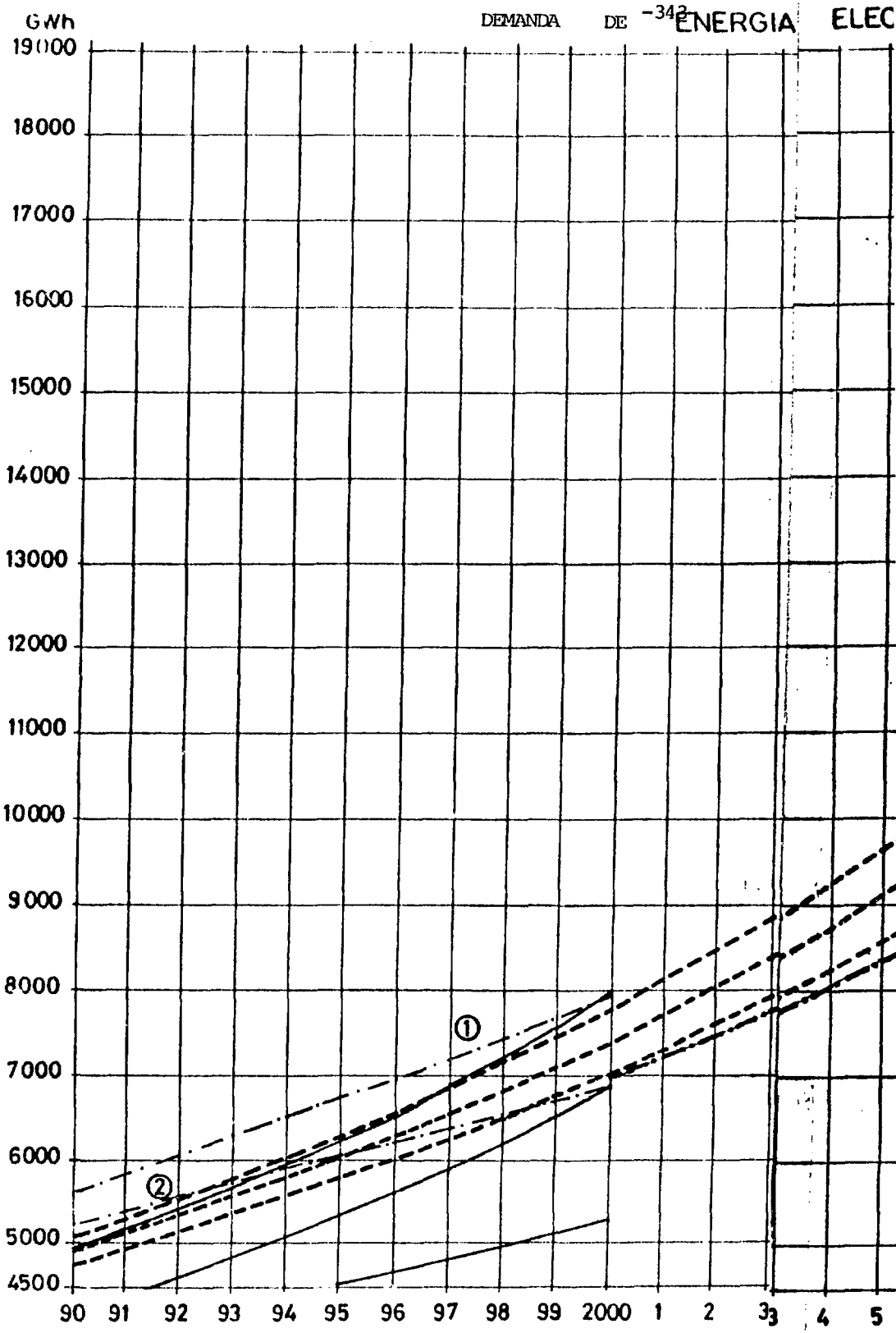

GWh
DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA BRUTA
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
SECTION 1

DE ENERGIA ELECTRICA BRUTA

GRAFICA 3

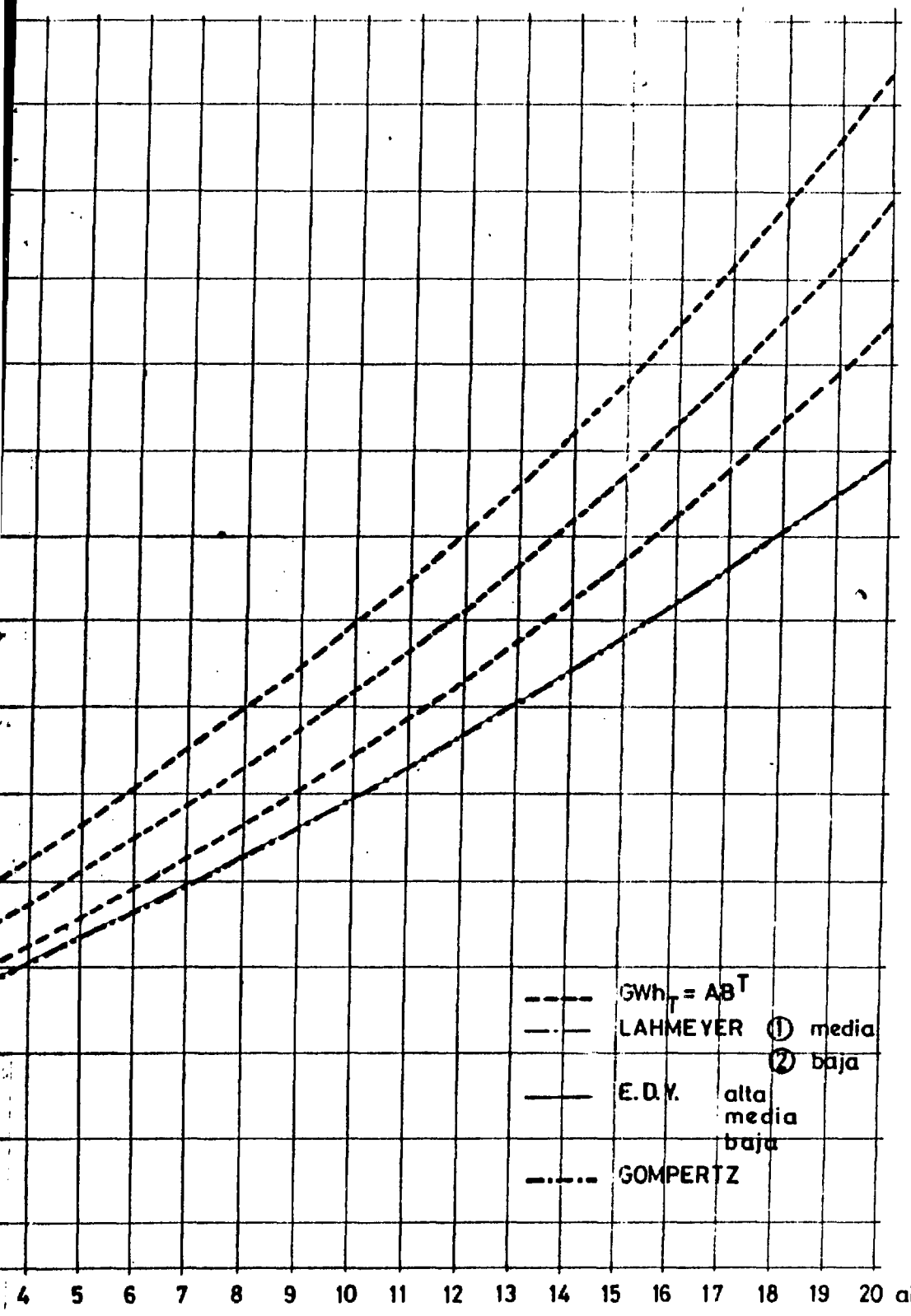


DEMANDA DE ENERGIA ELEC



...ón
...n y Desarrollo

ELECTRICA


GWh$_T$ = AB^T
LAHMEYER ① media
② baja
E.D.V. alta
media
baja
GOMPERTZ
4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 años

ANEXO IV

CUADROS SOBRE RECURSOS HUMANOS

CUADRO IV-1: Indice de crecimiento de la matrícula por tipo de Curso - UTU (1980-1984)

CUADRO IV-2.1: Alumnos matriculados por tipo de curso, según ramas de actividad, año 1983 (UTU)

CUADRO IV-2.2: Alumnos matriculados por tipo de curso según ramas de actividad, año 1984 (UTU)

CUADRO IV-3.1: Alumnos matriculados al 30/4, por plan según orientaciones del Grupo 38 del Código de Ramas de Actividades, año 1983 (UTU)

CUADRO IV-3.2: Alumnos matriculados al 30/4 por plan, según orientaciones del Grupo 38 del Código de Ramas de Actividades, año 1984 (UTU)

CUADRO IV-4: Evolución de los egresos, período 1974-1982 (UTU)

CUADRO IV-5.1: Alumnos egresados por tipo de curso, según ramas de actividades, año 1981. (UTU)

CUADRO VI-5.2: Alumnos egresados por tipo de curso según ramas de actividades Año 1982. (UTU)

CUADRO VI-6: Alumnos matriculados por especialidad de los Cursos de Formación de Profesores para la Enseñanza Media período 1981-1984 (Montevideo e Interior) (INADO).

CUADRO VI-7 Alumnos matriculados por especialidad de los cursos de Formación de Maestros Técnicos. Período 1981-1984. (Montevideo) (INET)

CUADRO VI-8 Alumnos egresados de los Cursos de Formación de Profesores para la Enseñanza Media (Montevideo e Interior) INADO.

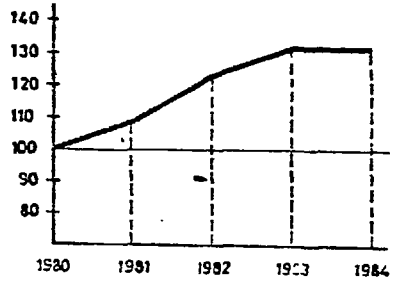
CUADRO IV-9: Alumnos egresados de los cursos de formación de Maestros Técnicos (Montevideo) (INET).

CUADRO IV-10: Evolución de la Matrícula Estudiantil de todas las Facultades y Escuelas, período 1975-1983 (UNIVERSIDAD DE LA REPUBLICA).

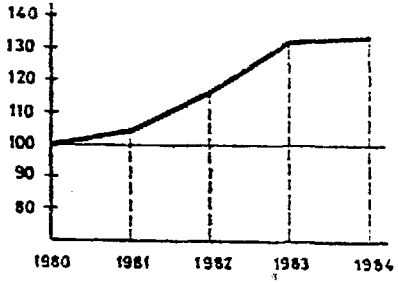
CONAE

DIVISION PLANEAMIENTO EDUCATIVO
DEPARTAMENTO DE ESTADISTICA

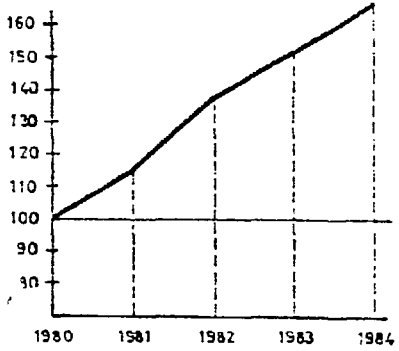
INDICE DE CRECIMIENTO DE LA MATRICULA POR TIPO DE CURSO 1980-1984



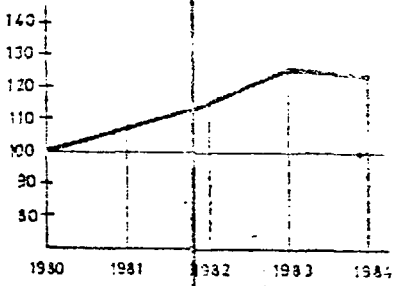
TOTAL



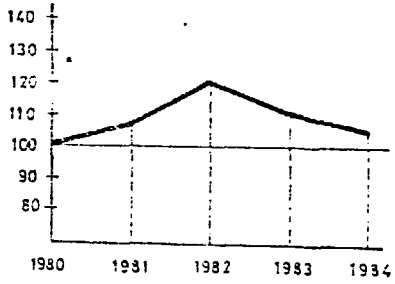
CICLO BASICO



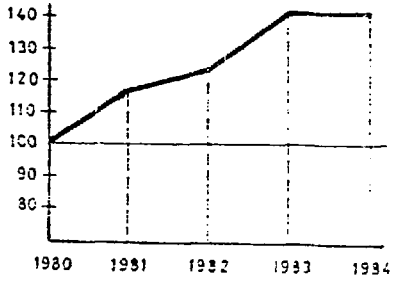
BACHILLERATO TECNICO



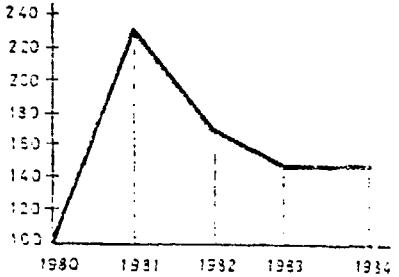
FORMACION PROFESIONAL 1er Nivel



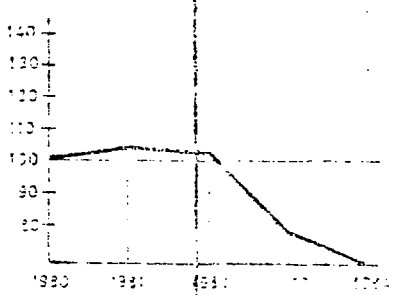
FORMACION PROFESIONAL 2ºNivel



CURSOS TECNICOS



COMPLEMENTACION PROFESIONAL



CURSOS NOCTURNOS

CUADRO I V - 1

ALUMNOS MATRICULADOS POR TIPO DE CURSO SEGUN RAMAS DE ACTIVIDADES

RAMAS DE ACTIVIDADES		TOTAL	CICLO BASICO	BACH. TECNICO	FORMACION PROFESIONAL 1er. NIVEL	FORMACION PROFESIONAL 2º NIVEL	CURSOS TECNICOS	CURSOS ADULTOS		
TOTAL		55259	23805	4700	12087	5710	5167	1195	[illegible]	[illegible]
DIVISION ①	AGRICULTURA, CAZA, PESCA.	1080	214	61	340	10	423	-	-	[illegible]
11	AGRICULTURA	1031	214	61	312	-	423	-	-	[illegible]
13	PESCA	49	-	-	28	10	-	-	-	[illegible]
DIVISION ③	INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	39602	22684	1302	8306	193	4701	1127	520	669
31	PRODUCTOS ALIMENTICIOS Y BEBIDAS	204	-	-	49	130	25	-	-	-
32	FABRICACION DE TEXTILES	9248	5284	-	2537	-	124	247	326	2[illegible]
33	INDUSTRIALIZACION DE LA MADERA	6706	4606	-	1214	28	187	273	140	258
34	IMPRENTAS Y EDITORIALES	232	-	-	157	35	-	-	-	[illegible]
36	FABRICACION DE PROD. NO METALICOS	217	-	-	148	-	-	-	-	69
38	FABRICACION DE PRODUCTOS METALICOS, MAQUINARIAS Y EQUIPOS.	22721	12794	1302	3952	-	4366	107	[illegible]	47
39	OTRAS INDUSTRIAS MANUFACTURERAS.	274	-	-	243	-	-	-	-	[illegible]
DIVISION ⑤	CONSTRUCCION	2266	352	807	563	-	424	34	-	[illegible]
DIVISION ⑥	COMERCIOS, RESTAURANTES Y HOTELES.	1519	343	-	1135	-	-	-	-	[illegible]
DIVISION ⑧	ESTABLECIMIENT. FINANCIEROS.	7643	-	2530	159	4951	-	-	-	-
81	ESTABLECIM. FINANCIEROS Y SERVICIOS PRESTADOS A EMPRESAS.	6319	-	1365	-	4954	-	-	-	-
82	SERVICIOS PRESTADOS.	1324	-	1165	159	-	-	-	-	-
DIVISION ⑨	SERVICIOS PERSONALES	2400	86	-	154	560	[illegible]	-	-	[illegible]
DIVISION ⓪	NO ESPECIFICADAS	749	157	-	[illegible]	-	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

FUENTE: DIRECCION GENERAL DE ESTADISTICA Y CENSOS - PLANILLA Nº 3014

ALUMNOS MATRICULADOS POR TIPO DE CURSO SEGUN RAMAS

RAMAS DE ACTIVIDADES		TOTAL	CICLO BASICO	BACH. TECNICO	FORMACION PROFESIONAL 1er. NIVEL	FORMACION PROFESIONAL 2° NIVEL
TOTAL		55359	24581	5137	11629	5456
DIVISION ①	AGRICULTURA, CAZA, PESCA.					
11	AGRICULTURA	873	269	45	176	-
13	PESCA	56	-	-	34	22
DIVISION ③	INDUSTRIAS MANUFACTURERAS					
31	PRODUCTOS ALIMENTICIOS Y BEBIDAS	274	-	-	130	105
32	FABRICACION DE TEXTILES	9196	5412	-	2590	-
33	INDUSTRIALIZACION DE LA MADERA	6851	4884	-	1246	45
34	IMPRENTAS Y EDITORIALES	271	-	-	184	58
36	FABRICACION DE PROD. NO METALICOS	210	-	-	142	-
38	FABRICACION DE PRODUCTOS METALICOS, MAQUINARIAS Y EQUIPOS.	22604	13019	1344	5469	-
39	OTRAS INDUSTRIAS MANUFACTURERAS.	312	-	-	290	-
DIVISION ⑤	CONSTRUCCION	2434	357	935	580	-
DIVISION ⑥	COMERCIOS, RESTAURANTES Y HOTELES.	1571	448	-	1061	-
DIVISION ⑧	ESTABLECIMIENT. FINANCIEROS.					
81	ESTABLECIM. FINANCIEROS Y SERVICIOS PRESTADOS A EMPRESAS.	5682	-	1449	-	4233
83	SERVICIOS PRESTADOS.	1947	-	1354	191	402
DIVISION ⑨	SERVICIOS PERSONALES	2314	56	-	1686	571
DIVISION ⓪	NO ESPECIFICADAS	764	126	-	145	20

SEGUN CLASIFICACION DE LA DIRECCION GRAL. DE ESTADISTICA Y CENSOS - MATRICULA AL 30/6

SECTION 1

IICULADOS POR TIPO DE CURSO SEGUN RAMAS DE ACTIVIDADES AÑO 1984

IDADES	TOTAL	CICLO BASICO	BACH. TECNICO	FORMACION PROFESIONAL 1er. NIVEL	FORMACION PROFESIONAL 2° NIVEL	CURSOS TECNICOS	CURSOS MOVILES	COMPLEM. PROFESIONAL	CURSOS ESPECIALES
	55359	24581	5137	11629	5456	5757	1156	618	1025
,CAZA,PESCA.									
	873	269	45	170	-	305	11	-	73
	56	-	-	25	22	-	-	-	9
MANUFACTURERAS									
IENTICIOS Y SEBIDAS	274	-	-	130	105	22	-	17	-
E TEXTILES	9196	5412	-	2590	-	146	513	295	240
ON DE LA MADERA	6851	4884	-	1246	45	188	183	113	192
DITORIALES	271	-	-	184	58	-	-	-	29
PROD. NO METALICOS	210	-	-	142	-	-	-	-	68
PRODUCTOS META-RIAS Y EQUIPOS.	22604	13019	1344	5469	-	4472	64	178	58
AS MANUFACTURERAS.	312	-	-	290	-	-	-	-	22
ON	2434	357	935	580	-	431	58	-	73
STAURANTES Y	1571	448	-	1061	-	-	18	-	44
NT. FINANCIEROS.									
NCIEROS Y SERVICIOS MPRESAS.	5682	-	1449	-	4233	-	-	-	-
STADOS.	1947	-	1364	181	402	-	-	-	-
ERSONALES	2314	66	-	1416	571	193	32	15	21
CADAS	764	126	-	145	20	-	277	-	196

I GRAL DE ESTADISTICA Y CENSOS - MATRICULA AL 30/4

C. CUADRO IV - 2.2

SECTION 2

CUADRO IV - 3.1

U.T.U. ALUMNOS MATRICULADOS AL 30/4 POR PLAN, SEGUN ORIENTACIONES DEL GRUPO 38, DEL CODIGO DE RAMAS DE ACTIVIDADES 1983.

(Relacionadas con este Informe)

ORIENTACIONES	TOTAL	Ciclo Basico (CB)	Formación Prof. (FP)	Complem. Prof. (CP)	Bach. Téc. (BT)	Curso Téc. (CT)	Curso Móv. (CM)	Curso Esp. (CE)
TOTALES GRUPO 38	22721	12794	3952	154	1302	4365	107	47
SUB-TOTALES DE LAS ORIENTACIONES ABAJO-INDICADAS	20520	12794	3952	154	1278	3418	97	47
MECANICA	9296	6887	639	84	219	1442	-	25
SOLDADURA	80	-	72	-	-	8	-	-
ELECTRICIDAD	8907	5498	1707	70	700	910	-	22
ELECTROMECANICA	820	409	314	-	-	-	97	-
ELECTRONICA	1400	-	-	-	359	1041	-	-

CUADRO IV - 3.2

U.T.U ALUMNOS MATRICULADOS AL 30/4 POR PLAN, SEGUN ORIENTACIONES DEL GRUPO 38 DEL CODIGO DE RAMAS DE ACTIVIDADES 1984

(Relacionadas con este Informe)

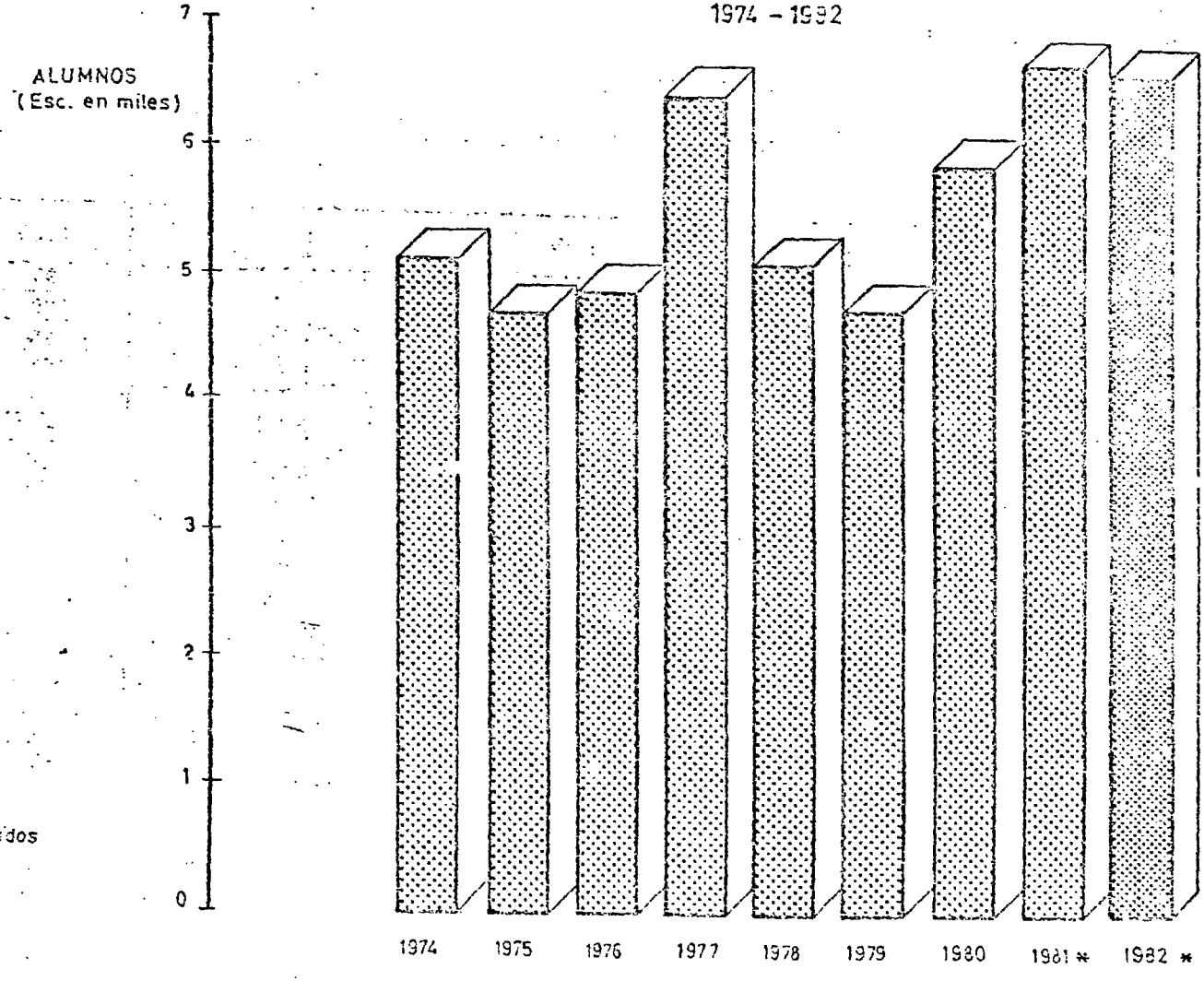
ORIENTACIONES	TOTAL	Ciclo Básico (CB)	Formac. Prof. (FP)	Compl. Prof. (CP)	Bach. Tec. (BT)	Cursos Téc** (CT)	Cursos Médios (CM)	Cursos Esp. (CE)
TOTALES GRUPO 38	22367	12921	3567	178	1344	4235	64	58
SUB-TOTALES DE LAS ORIENTACIONES ABAJO INDICADAS	20481	12921	2689	178	1322	3249	64	58
MECANICA	8855	6490	*781	71	149	1345	-	19
SOLDADURA	7	-	-	-	-	7	-	-
SOLDAD.Y FORJA	42	-	42	-	-	-	-	-
ELECTRICIDAD	9602	5943	1682	107	983	848	-	39
ELECTROME-CANICA	691	488	184	-	-	-	19	-
- BOBINADOS	45	-	-	-	-	-	45	-
ELECTRONICA	1217	-	-	-	190	1027	-	-
MOTORES	22	-	-	-	-	22	-	-

* Incluye Mecánica CT.1er.ciclo

** Incluye CT 2do. ciclo, CT. 3er.ciclo, P.Previo.

EVOLUCION DE EGRESOS

1974 - 1982



* Alumnos tomados al 30/11/83

UTU ALUMNOS EGRESADOS POR TIPO DE CURSO SEGUN RAMAS DE ACTIVIDADES * AÑO 1981

RAMAS DE ACTIVIDADES		C.B.	B.T.	F.P.	F.P.A.	E.T.	C.M.	C.P.	TOTAL
DIVISION ①	AGRICULTURA.CAZA.PESCA	—	—	70	51	114	—	—	235
Sub división 11	Agricultura	—	—	53	—	114	—	—	167
Sub división 13	Pesca	—	—	17	51	—	—	—	68
DIVISION ③	INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	1920	61	1154	17	269	128	172	3721
Sub división 32	Fabricación de textiles	446	—	472	—	41	84	46	1089
Sub división 33	Industrialización de la madera	297	—	174	7	41	25	37	540
Sub división 34	Fabricación del papel	—	—	42	—	—	—	—	42
Sub división 36	Fabricación de productos no metálicos	—	—	29	—	—	—	—	29
Sub división 38	Fabricación de productos metálicos	1177	61	436	10	228	19	89	2020
Sub división 39	Otras industrias	—	—	1	—	—	—	—	1
DIVISION ⑤	CONSTRUCCION	29	124	83	—	72	20	—	328
DIVISION ⑥	COMERCIO	4	—	210	15	—	—	—	229
DIVISION ⑧	ESTABLEC. FINANCIEROS	3	76	14	1359	—	—	—	1452
Sub división 80	Establecimientos financieros.	—	76	—	1265	—	—	—	1341
Sub división 83	Servicios prestados	3	—	14	94	—	—	—	111
DIVISION ⑨	SERVICIOS	—	—	338	122	67	—	—	527
DIVISION ⑪	NO ESPECIFICADAS	—	—	66	—	—	30	—	96
TOTALES		1956	261	1935	1564	522	178	172	6568

* SEGUN DIRECCION GENERAL DE ESTADISTICA Y CENSOS.
ALUMNOS EGRESADOS TOMADOS AL 30/11/82

DNAE

DIVISION PLANEAMIENTO EDUCATIVO
DEPARTAMENTO DE ESTADISTICA

ALUMNOS EGRESADOS POR TIPO DE CURSO SEGUN RAMAS DE ACTIVIDADES *

AÑO 1982

RAMAS DE ACTIVIDADES			CICLO BASICO	BACHILL. TECNICO	FORM. PROFESIONAL		CURSOS MOVILES	COMPLEM. PROFESION.	CURSOS TECNICOS	TOTAL
					1er. NIVEL	2º NIVEL				
DIVISION (1)	AGRICULTURA, CAZA, PESCA		4	–	34	9	–	–	38	85
SUB-DIVISION	11	AGRICULTURA	4	–	12	–	–	–	38	54
" "	13	PESCA	–	–	22	9	–	–		31
DIVISION (3)	INDUSTRIAS MANUFACTURERAS		1.906	75	1.006	56	186	229	350	3.808
SUB-DIVISION	32	FABRICACION DE TEXTILES	446	–	480	–	154	124	67	1.271
" "	33	INDUSTRIALIZACION DE LA MADERA	287	–	93	17	10	61	29	497
" "	34	FABRICACION DEL PAPEL	–	–	22	13	–	–		35
" "	35	FABRICACION DE PROD. NO METALICOS	–		19	–	–	–		19
" "	36	FABRICACION DE PROD. METALICOS	1.173	75	392	26	22	44	256	1.986
" "	39	OTRAS INDUSTRIAS	–	–	–	–	–	–		–
DIVISION (5)	CONSTRUCCION		33	142	90	–	18	–	21	304
DIVISION (6)	COMERCIO		14	–	–	13	–	–		27
DIVISION (8)	ESTABLECIMIENTOS FINANC.		–	39	252	1.262	45	–		1.618
SUB-DIVISION	80	ESTABLECIMIENTOS FINANCIEROS	–	39	–	1.162	37	–		238
" "	83	SERVICIOS PRESTADOS	–	–	252	100	P	–		360
DIVISION (9)	SERVICIOS		9	–	494	44	–	1	44	592
DIVISION (0)	NO ESPECIFICADAS		8	–	64	–	56	–		128
	TOTALES		1.974	256	1.940	1.384	305	230	453	6.542

* SEGUN DIRECCION GENERAL DE ESTADISTICA Y CENSOS
Tomados al 30/11/83

CUADRO IV - 6

MATRICULA DEL CURSO DE FORMACION DE PROFESORES PARA EDUCACION MEDIA POR AÑOS, SEGUN ESPECIALIDAD.

AÑO / ESPECIALIDAD	1981			1982			1983			1984		
	T	M	I	T	M	I	T	M	I	T	M	I
TOTALES	2181	1364	817	3853	2504	1349	4711	2830	1881	4596	2424	2172
AGRONOMIA	2	-	2	17	15	2	19	14	5	31	24	7
C.BIOLOGICAS	269	182	87	485	331	154	565	330	235	487	220	267
C.GEOGRAFICAS	92	45	47	225	125	100	384	209	175	460	218	242
C. CIVICA	148	69	79	272	147	125	398	192	206	413	162	251
EDUC. FISICA	7	-	7	12	-	12	12	-	12	20	-	20
DIBUJO	46	27	19	83	54	29	124	87	37	126	80	46
FILOSOFIA	192	86	106	303	158	145	348	167	181	316	126	190
FISICA	126	92	34	252	195	57	297	227	70	262	182	80
FRANCES	6	-	6	-	-	-	2	-	2	-	-	-
HISTORIA	337	174	163	543	285	258	627	292	335	599	260	339
ID. ESPAÑOL	92	57	35	180	107	73	263	137	126	291	128	163
INGLES	46	39	7	78	66	12	119	96	23	112	89	23
ITALIANO	16	14	2	18	14	4	17	13	4	14	10	4
LITERATURA	284	188	96	447	294	153	500	306	194	475	268	207
MATEMATICA	270	211	59	488	376	112	605	450	155	538	352	186
QUIMICA	250	180	70	450	337	113	431	310	121	442	305	137

T: total

M: Montevideo

I: Interior

CUADRO IV - 7

Matrícula del Curso de Formación de Maestros Técnicos por años, según especialidad.

AÑO / ESPECIALIDAD	1981	1982	1983	1984
TOTALES	203	241	325	343
MECANICA GRAL/	40	54	92	114
MECANICA AUTOM.	21	11	31	30
ELECTRONICA	26	40	40	42
ELECTROTECNIA	23	36	49	34
CARPINTERIA	34	51	82	52
ECON. DOMESTICA	13	9	21	10
CONFEC. VESTIR	46	40	60	56
TEJIDOS	-	-	-	-

EGRESOS DEL CURSO DE FORMACION DE PROFESORES PARA EDUCACION MEDIA POR AÑOS, SEGUN ESPECIALIDAD.

AÑO / ESPECIALIDAD	1981			1982			1983		
	T	M	I	T	M	I	T	M	I
TOTALES	189	161	28	203	172	22	223	194	24
ASTRONOMIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.BIOLOGICAS	18	17	1	28	27	1	19	18	1
C.GEOGRAFICAS	7	7	-	1	-	1	3	1	2
C.CIVICA	12	8	4	15	10	5	25	16	9
EDUC. MUSICAL	-	-	-	-	-	1	2	-	2
DIBUJO	6	5	1	7	6	1	5	5	-
FILOSOFIA	12	10	2	15	14	1	22	20	2
FISICA	4	4	-	4	4	-	5	4	1
FRANCES	1	-	1	-	-	-	-	-	-
HISTORIA	42	33	9	43	36	7	45	39	6
ID. ESPAÑOL	5	5	-	5	5	-	9	8	1
INGLES	6	5	1	5	5	-	5	5	-
ITALIANO	-	-	-	-	-	-	6	6	-
LITERATURA	43	36	7	44	34	10	42	37	5
MATEMATICA	12	12	-	8	8	-	14	13	1
QUIMICA	21	19	2	33	30	2	26	22	4

T: total

M: Montevideo

I: Interior

CUADRO IV-9

Egresos del Curso de Formación de Maestros Técnicos por años, según especialidad.

Año / Especialidad	1981	1982	1983	1984
TOTALES	32	28	41	-
MECANICA GENERAL	3	3	5	-
MECANICA AUTOM.	5	3	5	-
ELECTRONICA	3	2	4	-
ELEGTROTECNIA	1	3	5	-
CARPINTERIA	2	4	8	-
ECON. DOMESTICA	2	3	3	-
CONFEC. VESTIM.	11	10	11	-
TEJIDOS	-	-	-	-

CUADRO IV-10

EVOLUCION DE LA MATRICULA ESTUDIANTIL DE LA UNIVERSIDAD DE LA REPUBLICA

FACULTAD	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Agronomía (*)	1380	1653	1506	2055	1443	1557	1838	1860	1891
Arquitectura(*)	...	...	1645	...	1585	1850	1839	2067	2248
Cs. Económicas	...	3276	4409	3575	3000	5353	5771	6459	
Derecho y Cs. Soc.	10615	12001	13440	15020	10365	10960	12693	13261	13445
Humanidades y Cs.	...	...	1719	1638	1652	1550	3168	3679	4239
Ingeniería (*)	1416	1529	1945	1860	1997	1836	3682	4328	4674
Medicina	...	...	7807	4520	4954	4720	5756	5923	6098
Odontología	...	...	1445	1261	1223	1166	1372	1388	1390
Química	784	848	897	887	1109	874	1482	1667	1663
Veterinaria (*)	2168	2414	2689	2942	3481	2043	2151	2314	2424
TOTAL FACULTADES	...	...	36369	...	31384	29556	39334	41933	44441
ESCUELA									
Administración	...	...	...	1311	1923	1183	1493	3609	...
Aux. de Odontólogo	323	123	61	70	73	173	197	247	346

.../

(*) Estos servicios incluyen los matriculados del Interior

CUADRO IV-10 (parte 2)

ESCUELA	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Bibliotecología	234	239	196	170	162	156	197	216	304
Enfermería	200	362	656	563	498	495	459	418	448
Nutrición y Dietét.	78	99	113	102	108	84	80	112	124
Parteras	86	48	60	78	110	80	112	124	
Psicología	...	...	...	517	988	1040	1283	1148	1251.
Servicio Social	315	337	375	554	547	416	551	530	580
Tecnología Médica	...	...	463	424	503	549	650	926	1122
TOTAL ESCUELAS	...	...	...	3789	4912	4176	4904	7309	...
TOTAL	...	...	...	...	36296	33732	44238	49242	...

NOTA: Hasta el año 1980 los datos eran proporcionados por las respectivas Bedelías de las Facultades y Escuelas tomando como base las inscripciones en las materias más representativas de cada año. A partir de 1981, se planificó modificar el criterio utilizado para recolectar la información, obteniéndose el dato de la población estudiantil directamente de los ficheros de las distintas Bedelías. Este cambio de criterio se aplicó en el año 1981 en las Facultades de Agronomía, Ciencias Económicas, Humanidades y Cs., Ingeniería, Medicina, Odontología, Química y Veterinaria y en las Escuelas de Enfermería, Parteras y Servicio Social. En 1982 se aplicó en las Escuelas de Admin., Bibliotecología, Nutrición y Diet. y Tecnología Médica. En 1983 se completó en todas las Facultades y Escuelas.

ANEXO V

Características técnicas y Disponibilidad de las Centrales Nucleares

En este anexo se describen las características técnicas relevantes de los distintos tipos de centrales nucleares actualmente existentes o en estado avanzado de desarrollo, y se presentan datos estadísticos sobre la disponibilidad de los mismos.

Tipo P.W.R.

Características esenciales. Núcleo relativamente compacto, moderado, refrigerado y reflejado por agua liviana, Combustible: Uranio enriquecido al 2 a 3% en forma de UO_2 sinterizado. Elementos combustibles en forma de manojos de barras contituidas por pastillas de UO_2, envainados en Zircaloy con un diámetro aproximado de 1 cm. La sección de los manojos es generalmente cuadrada, a excepción de la versión WWER soviética, en la que la forma es hexagonal.

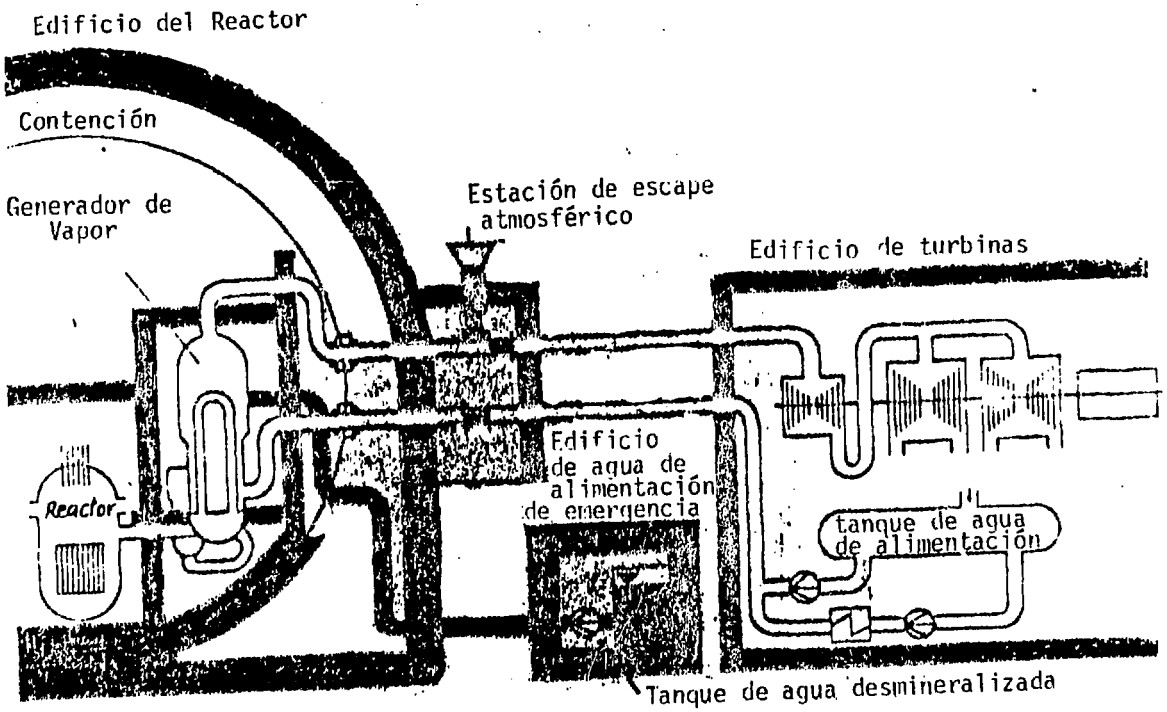
El control de la reacción en cadena se realiza por medio de barras absorbentes, en general diseñados de forma que encajen dentro de los elementos combustibles particularmente diseñados y comandados desde arriba, cayendo -en caso de emergencia- por efecto de su propio peso. Se dispone de un segundo sistema de parada de emergencia basado en la inyección rápida de venenos neutrónicos líquidos (ácido bórico) en el moderador/refrigerante. Para control lento de la reactividad y compensar el exceso de reactividad decreciente con un quemado, se usa Boro en forma de ácido bórico disuelto en el agua del primario.

El combustible se cambia abriendo el recipiente de presión aproximadamente una vez al año y remplazando de 1/3 a 1/5 del núcleo. Por lo tanto, para recargar combustible debe detenerse la planta durante aproximadamente un mes por año.

El núcleo del reactor se encuentra en un recipiente de presión realizado en acero, que contiene el agua a una presión de 150 a 160 ata (atmósfera técnica absoluta) y con una temperatura de salida de aproximadamente 320°C. (estos parámetros varían las diferentes versiones y en caso de la temperatura, ésta depende también de la potencia de la operación).

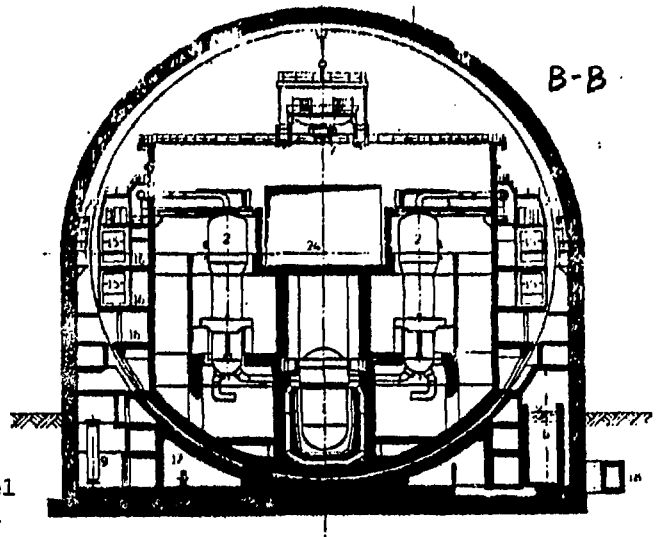
El refrigerante es conducido luego a un intercambiador de calor (Boiler) donde el calor generado es usado para producir vapor a presiones del orden de 50 a 65 ata. Existen muchas variantes en el diseño del intercambiador, las cuales se pueden sintetizar en 3 grandes grupos: tubos verticales, tubos en "U" y tubos horizontales (en todos los casos el circuito primario - pasa por tubos).

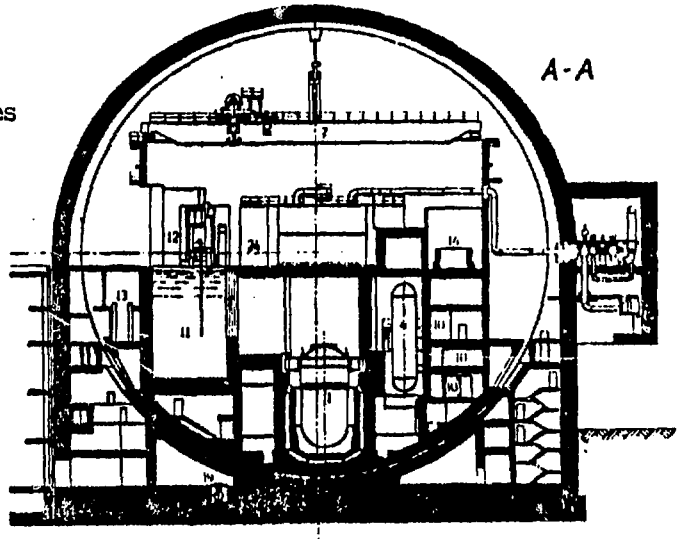
El rendimiento térmico del ciclo de un reactor tipo PWR es del orden de 32 a 33 % ya que la temperatura en el circuito primario está limitada por la presión que resiste el recipiente y es inevitable una pérdida de temperatura - elevada para lograr una transferencia de calor eficiente en los evaporadores.



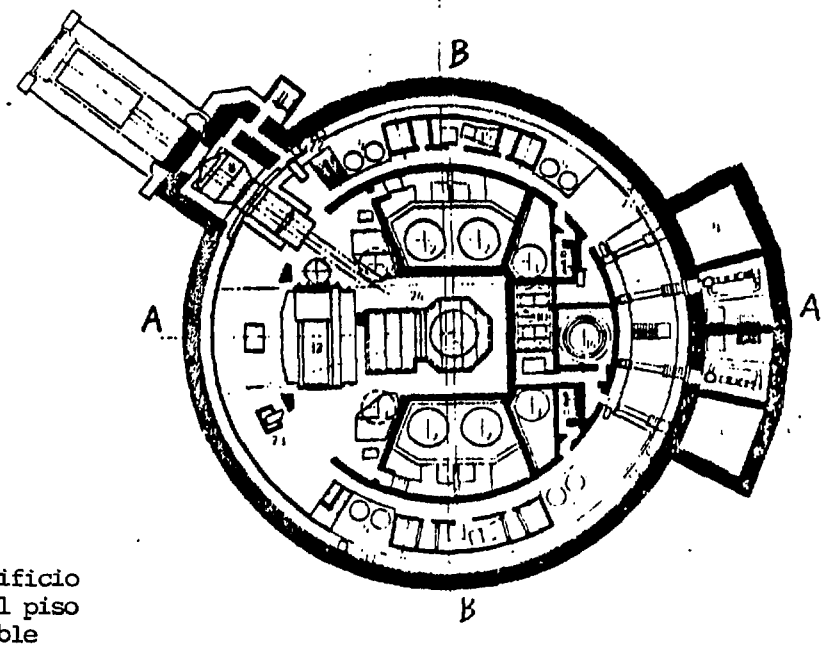
Sección Longitudinal del Edificio del Reactor a lo largo del eje del Generador de Vapor

1 Reactor
2 Generadores de Vapor
3 Bas. de refrigeración del reactor
4 Presurizador
5 Acumuladores
6 Depósito de inundación
7 Puente grúa polar
8 Compuerta para equipos
9 Intercambiador de calor residual
10 Compartimiento de Vas.
11 Piscina del reactor
12 Máq. de recambio de combustible
13 Almac. de combustible nuevo
14 Area del cabezal de la vasija de presión del reactor
15 Sistema de recirculac. de aire
16 Sala de operación anular
17 Sistema de refriger. de piscina del combust. y remoción calor residual
18 Conducto de tuberías
19 Drenajes del edificio
20 Vas. del vapor principal
21 Compartimiento de vas. de agua de alimentac. y de vapor principal
22 Cámara de compensa. para componentes primarios del sistema de agua de refrigeración
23 Montacargas
24 Sala de operación de la piscina del combustible





Corte longitudinal del edificio del reactor a lo largo del eje de la piscina del combustible



Sección transversal del edificio del reactor a la altura del piso de la piscina del combustible

Tipo BWR

El núcleo es de características similares al PWR pero moderado, reflejado y refrigerado con agua en abullición o sea que se elimina a un circuito secundario de transporte de calor ya que el agua se evapora en el recipiente de presión del reactor y mueve directamente a la turbina.

Sin embargo, el recipiente de presión es necesariamente más voluminoso que en el caso de un PWR debido a: 1) El núcleo debe ser algo mayor puesto que, al circular por el mismo agua con un cierto contenido de vapor, la densidad del agua es menor y se requiere mayor volúmen para moderar los neutrones emitidos por fisión 2) El recipiente debe contener, además del núcleo del reactor, a los separadores de gotas de vapor, bombas circuladoras de agua, etc. El control de la reacción en cadena se cambia a barras en forma de cruz, situadas entre las cargas de combustibles y comandadas desde abajo; por lo que deben subir para detener el reactor en caso de emergencia. La subida de barras para detener el reactor en caso de emergencia, se asegura con líquido presurizado pudiéndose disponer también de un sistema de inyección rápida de venenos neutrónicos (ácido bórico).

La renovación de elementos combustibles, al igual que los reactores PWR, se realiza deteniendo el reactor y abriendo el recipiente de presión. Se recambia aproximadamente 1/3 del núcleo y es necesario realizar esta operación con una frecuencia aproximada de una vez al año.

La presión dentro del recipiente es de alrededor de 70 ata, y el rendimiento del ciclo de generación es algo mayor que en el caso de los reactores PWR (34%). Esto se debe a la ausencia del generador de vapor (Boiler) y, por lo tanto, se evitan disminuciones de la temperatura máxima del ciclo.

Por la turbina cirucula vapor radiactivo -ya que pasó por el núcleo- dificultándose, por lo tanto , el mantenimiento del turbogrupo.

El rendimiento térmico medio del ciclo generador, en centrales BWR, es de aproximadamente 34%.-

Tipo PHWR

Dentro de este tipo de reactores, caracterizados por ser de Uranio natural, refrigerados, moderados y reflejados con agua pesada, hay dos grandes variantes: La más generalizada es el concepto de CANDU, desarrollado en Canadá, por AECL y la otra es el concepto desarrollado en Alemania por Siemens-KWU, que se basa en la idea del PWR pero modificando la geometría del núcleo y, forzosamente, agrandando notablemente el recipiente de presión para permitir el uso de Uranio natural y D_2O.

Las características neutrónicas del D_2O (mayor longitud de moderación que el agua liviana) no permiten realizar un núcleo compacto como en el caso de los reactores de agua liviana, y por lo tanto debe recurrirse a elementos combustibles de forma circular contenidos en tubos por donde circula el refrigerante, rodeados a su vez por agua pesada, que actúa como moderador. El concepto CANDU consiste esencialmente en presurizar exclusivamente el refrigerante, en tubos de presión que contienen los elementos combustibles. De esta forma se evita la necesidad de un gran recipiente de presión y, como ventaja adicional, se obtiene una mayor moderación de los neutrones, debida a -la menor temperatura del moderador y, -a las mayores longitudes de moderación factibles. La mayor moderación contribuye a disminuir las capturas resonantes en el U-238 y, por lo tanto, mejora la economía neutrónica y el quemado de combustible.

La diferencia de temperaturas entre el refrigerante (300°C) y el moderador (60°C) se resuelve aislando ambos con gas (CO_2) que circula en un espacio anular entre el tubo de presión y el de calandria (calandria es el recipiente que contiene el moderador, D_2O).

El control de la reacción en cadena se realiza por medio de barras absorbentes en el moderador y, en el caso del CANDU, se usan también "zonas líquidas" recipientes con un nivel variable de agua liviana que constituyen un absorbente con respecto al agua pesada.

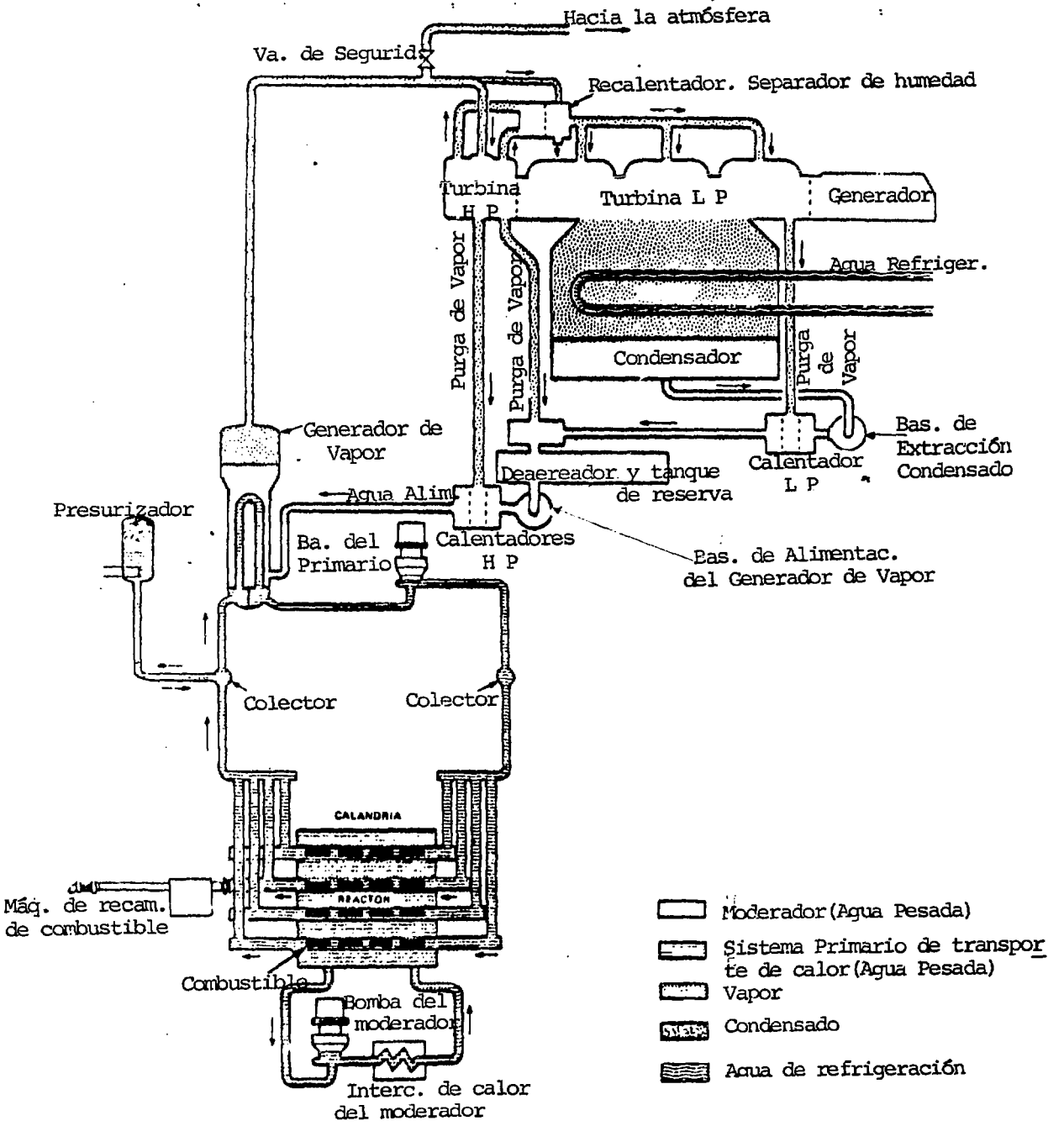
A diferencia de los reactores de agua liviana anteriormente descriptos, en los que el moderador y el refrigerante coinciden, el coeficiente de reactividad por vacío en el refrigerante es positivo, ya que su ausencia causa una disminución de la absorción de los neutrones y no está acompañada por menor moderación. Por consiguiente, los sistemas de seguridad deben estar diseñados de forma que sea posible introducir rapidamente una elevada reactividad negativa en el reactor. En general, sistemas redundantes de caída

de barras (en el caso CANDU impulsados por resortes) e inyección de venenos líquidos en el moderador.

El combustible está realizado en forma de manojos de 37 barras, formadas por pastillas de UO_2 sinterizado, envainadas en tubos de Zircalloy. En el diseño CANDU se usan elementos combustibles de aproximadamente 50 cms. de largo, colocándose 12 de éstos en cada tubo de presión. En los diseños a recipiente de presión, se usan elementos combustibles largos que ocupan toda la longitud útil.

En ambos diseños la recarga de combustible se realiza con el reactor en operación, no siendo necesario detener el funcionamiento de la planta, para ello.

El calor extraído del reactor se usa para evaporar agua en intercambiadores de calor y éste alimenta el grupo turbo generador. El sistema de generación es similar al de las instalaciones tipo PWR. Los rendimientos térmicos son del orden del 28% -para centrales tipo CANDU- y algo mayores (superiores al 30%) en centrales de recipiente de presión, ya que el calor disipado en el moderador por los neutrones (aproximadamente 6% del total) resulta aprovechable. (Al estar presurizado, el moderador se encuentra a temperatura suficientemente elevada como para que pueda contribuir calor al ciclo de generación en forma eficiente).



ESQUEMA DE PLANTA DEL CANDU 300

Tipo AGR

Son reactores avanzados, refrigerados por gas (CO_2) y moderados con grafito. Esta Tecnología se ha desarrollado exclusivamente en Gran Bretaña, y deriva de la tecnología CGR, que corresponde a reactores de características similares pero cuyo combustible es uranio natural metálico, con vainas de óxido de magnesio, y refrigerado por gas CO_2. El AGR utiliza uranio enriquecido como combustible en forma de partículas de UO_2 sinterizado y envainado en acero inoxidable. De este modo se obtiene un reactor de núcleo más compacto y de mayor densidad de potencia que en el diseño CGR.

En el caso de los reactores refrigerados por gas, no hay posibilidad de cambios de fase en el medio refrigerante, siendo posible alcanzar mayores temperaturas (más del 400°C en el caso del AGR). El recipiente del reactor puede construirse en hormigón pretensionado, no siendo necesario recurrir a presiones elevadas del refrigerante, manteniendo normalmente el CO_2 a una presión de 40 ata para mejorar la transferencia de calor entre los elementos combustibles y el gas.

El control de la reacción en cadena se realiza mediante movimientos de barras absorbentes.

El gas transfiere su calor al agua del circuito secundario, generándose vapor en intercambiadores de diseño apropiado, y entonces se usa ese vapor para impulsar el turbogrupo.

El rendimiento del ciclo generador es generalmente elevado, debido a la elevada temperatura máxima: pero el rendimiento global se ve malogrado a causa de la elevada cantidad de energía necesaria para impulsar las grandes cantidades de gas que se necesitan para refrigerar el núcleo del reactor (lo que se debe al hecho de que la capacidad calórica de los gases es muy inferior a la del H_2O).

Tipo HTR

Constituye la versión más avanzada de reactores refrigerados por gas. En este caso, se usa helio, el cual -por ser químicamente inerte- permite elevar la temperatura de salida a un orden de 1000°C o más.

Encontramos dos versiones del mismo según la forma de combustible: barras hexagonales -desarrollado en EE.UU.- y bolillas de elementos físiles rodeados de grafito -desarrollado en Alemania-.

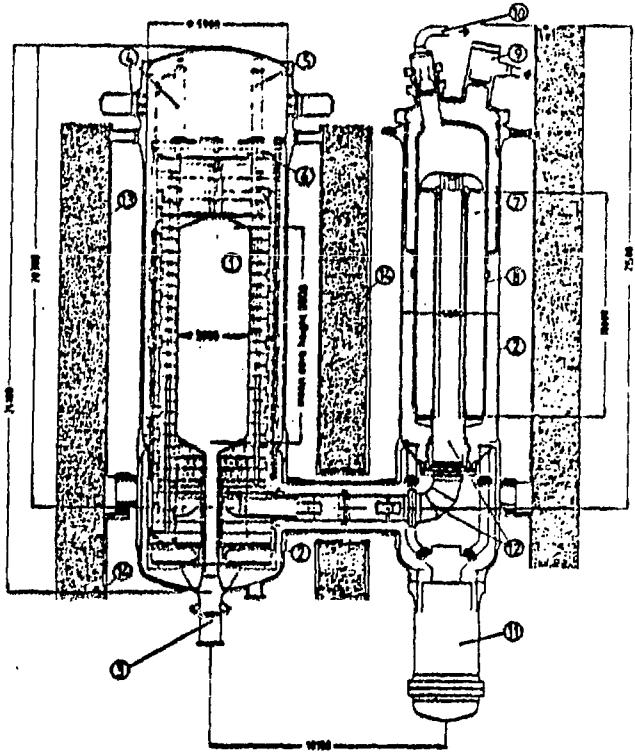
En el diseño alemán los elementos combustibles son de forma esférica, con diámetro del orden de los 6 cm, compuestos por aproximadamente 35.000 bolillas de menos de un mm de diámetro, realizados con óxidos mixtos de los elementos combustibles y fértiles, y recubiertos con grafito para impedir la fuga de productos de fisión.

El control de la reacción en cadena se realiza principalmente por barras absorbentes ubicadas en el reflector, a efectos de maximizar la economía de neutrones, permitiéndole así funcionar en ciclos reproductores basados en la conversión Th -232- U 233.

La extinción de la reacción en cadena, ya sea por razones de seguridad o de operación se confía a cambios en la geometría del núcleo, al detener los forzadores de flujo de gas, el lecho fluidizado cae y pasa a tener una geometría subcrítica. Entonces, la potencia calórica de decaimiento es disipada por convención natural del gas. Por lo tanto, dicho diseño es intrínsicamente seguro.

El gas caliente que sale del reactor se conduce a intercambiadores de calor con los que, en las versiones para generación eléctrica, se genera vapor sobrecalentado (525°C) que mueve un turbogrupo de diseño similar al de las plantas térmicas, con rendimiento elevado.

Debido a la alta temperatura de salida del refrigerante, parte del calor producido en este tipo de reactores puede utilizarse en diversos procesos químicos, tales como la generación de combustibles, lo que -junto con la posibilidad de usar torio como material fértil- otorga un interés particular a este tipo de reactor.



1 Lecho Fluidizado
2 Vasija de Presión
3 Salida del Elemento Combustible
4 Esferitas absorbedoras
5 Barra del reflector
6 Alimentación del Elemento Combustible
7 Manojo de Tubos
8 Camisa del generador de vapor
9 Ingreso del agua de alimentación
10 Salida de vapor vivo
11 Soplador
12 Ducto primario de gas caliente
13 Enfriadores de superficie
14 Aislación

MODULO DE REACTOR HTR CON GENERADOR DE VAPOR

Tipo LMFBR

Se trata de un diseño de reactor rápido, es decir que la fisión es producida por choque de neutrones rápidos o de elevada energía, con los núcleos físiles. Los reactores rápidos tienen como principal ventaja la posibilidad de producir una mayor cantidad de núcleos físiles (Pu-239 o U-233) a partir del material fértil (Th -232 o U-238) que los que necesitan para su funcionamiento; de este modo, es teoricamente posible utilizar la totalidad de las reservas de U y Th del planeta.

El núcleo de este tipo de reactores es sumamente compacto (con potencias térmicas específicas que alcanzan los 1000 MW/m^3) y como refrigerante se usa un metal en estado líquido (Na en la mayoría de los casos).

Los elementos combustibles, en general de sección cuadrada, están compuestos por un gran número de varillas de diámetro reducido (aproximadamente 270) lo que favorece la transferencia de calor al refrigerante. El combustible, compuesto por mezcla de óxidos de UO_2 y PuO_2 de características cerámicas, sinterizados según técnicas similares a las usadas en otros tipos de reactores (PWR, etc).

El control de la reacción en cadena se realiza fundamentalmente por medio de barras absorbentes, conteniendo elementos elegidos por su elevada acción eficaz de absorción, con el espectro neutrónico particularmente duro de dichos reactores. Otros métodos que se han experimentado se basan en movimiento de elementos combustibles y de reflectores.

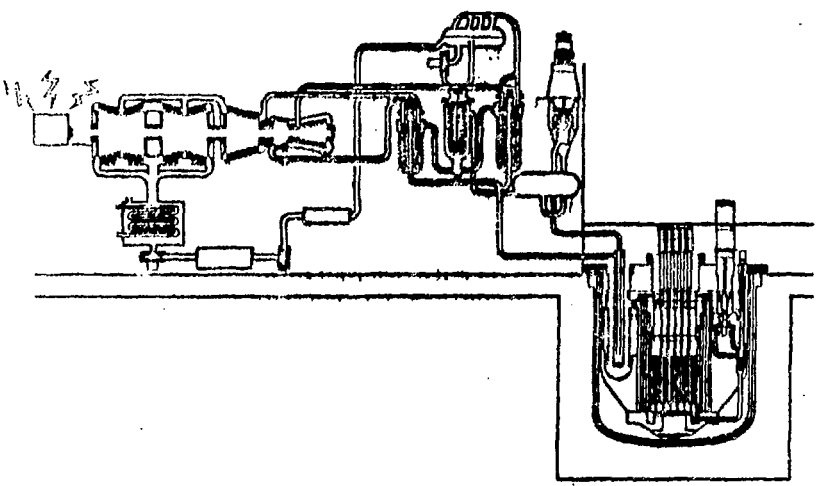
El control en sí es más delicado que en un reactor térmico, ya que la fracción de neutrones retardados es menor, porque el combustible principal es el plutonio y, en caso de ocurrir una excursión crítica, el crecimiento de la potencia es mucho más rápido que en un reactor térmico (debido a que el período pronto Lp es inferior al de un reactor térmico).

Otro factor a considerar es que el coeficiente de reactividad por vacío del refrigerante tiende a ser positivo, a diferencia de la mayoría de los reactores térmico, puesto que el refrigerante en un reactor rápido se comporta inevitablemente como un absorbente neutrónico. (Hay diseños en los -

que el aumento de la tasa de fugas compensa el efecto anteriormente mencionado).

Desde el punto de vista de la refrigeración del núcleo, dos esquemas distintos han sido llevados a la etapa prototipo: el reactor tipo bucle y el tipo "pileta", siendo este último el más favorecido actualmente debido a sus características de seguridad intrínseca. Siempre se usa un circuito secundario de sodio para transferir el calor a los generadores de vapor, asegurando de este modo que la falla de tubos en el generador de vapor no cause liberación de Na radiactivo. (El Na y el agua reaccionan violentamente al entrar en contacto). Una ventaja a considerar es que, debido al elevado punto de ebullición del Na a presión atmosférica, no es necesario presurizar el sistema para operar a temperaturas elevadas.

El rendimiento del ciclo de generación es muy elevado debido a la elevada temperatura y presión del vapor generador (aproximadamente 550°C) y el rendimiento total es superior al de las centrales más convencionales, pese a la necesidad de consumir más energía en bombeo ya que se debe usar otro circuito de refrigeración.



Prototipo de Reactor Rápido - Diagrama de la Planta

CUADRO V - 1

VALORES TIPICOS DE VARIABLES TERMODINAMICAS EN DISTINTOS TIPOS DE CENTRALES NUCLEARES

TIPO	TEMPERATURA DEL REFRIGERANTE (SALIDA DEL NUCLEO) (°C)	PRESION DEL REFRIGERANTE EN EL NUCLEO (bar)	PRESION MAXIMA DE VAPOR EN EL CICLO GENERADOR (bar)	TEMPERATURA MAXIMA DE VAPOR (°C)	CUALIDAD DEL REFRIGERANTE A LA SALIDA DEL NUCLEO (4)
PWR	300 - 326	128 - 160	44 - 64.5	250 - 280	0%
BWR		42 - 70	42 - 70	-	14 - 30%
PHWR	300	100 - 110	40 - 50	250	0 - 4%
CGR	370	40	46	300	-
AGR	665 (1)	39 (1)	159 (1)	565	-
HTR	700 (2)	50(2)	180 (2)	525 (2)	-
LMFBR	545 (3)	HIDROSTATICA (3)	150 (est)	487 (2)	0%

(1) Datos de la central Hinkley Point B (Inglaterra)

(2) Datos del Proyecto de la Interatom de Central HTR para Generación Eléctrica (500 Mwe)

(3) Datos de la Central Superfenix (Francia)

(4) Cualidad del refrigerante, significa, en este caso, el porcentaje de vapor en volúmen que contiene el refrigerante a la salida del núcleo.

CUADRO V - 2

COMPARACION DE CONSUMOS DE COMBUSTIBLES NUCLEAR

(EN CICLO ABIERTO)

TIPO DE CENTRAL	ENRIQUECIMIENTO DEL COMBUSTIBLE	CONCENTRACION DE U - 235 EN COLAS DE ENRIQUECIMIENTO.	MWd/Kg.	MWd/Kg. U NATURAL.	CONSUMO ANUAL DE COMBUS. U NAT- Mg/GWe	CONCENTRACION DE U -235 EN COMBUSTIBLE IRRADIADO.
PWR *	3.2%	0.2%	33	5.6	160	0.84%
BWR	2.6%	0.2%	25	5.5.	157	0.8%
PHWR *	natural 0.7%	0	7.5	7.5	133	0.22%
CGR	natural 0.7%	0	3.0	3.0	332	-
AGR	1.6%	0.2%	18	6.6	136	-

Nota: En la columna 5 se indica el consumo de uranio natural por GWe año, generado (1 GWe año - 8.760.000 kWh).

* Paper I.A.E.A. - C.N. - 26/177, E. CRITOPH - 1977.

CUADRO V - 3

CUADRO V - 4

FACTORES DE CARGA ACUMULADOS PARA REACTORES NO PROTOTIPO HASTA 1982 INCLUSIVE

TIPO DE REACTOR	NUMERO DE UNIDADES EN EL MUNDO	NUMERO DE UNIDADES REPORTADAS	CAPACIDAD NETA TOTAL (MWe)	FACTOR DE CARGA ACUMULADO TOTAL	TOTAL DE AÑOS REACTOR DE OPERACION
PWR 100-600MWe	9	9	3140	72.5	53
PWR 600MWe y mas	4	4	1900	58.4	17
HTGR	4	4	2031	57.6	19
BWR	22	22	6540	69.6	412
PHWR 100-600MWe	45	31	10099	71.7	292
PHWR 600MWe y mas	7	7	3332	81.0	110
GCR 100-600MWe	26	26	6959	62.6	159
GCR 600MWe y mas	35	35	11931	58.5	224

Observaciones: Los últimos datos sobre experiencia operativa de los países al 31 de diciembre de 1982. Los factores de carga promedio indicados han sido pesados de acuerdo a la potencia de las centrales y acumulados año para año calendario durante la operación comercial.
Los reactores descontinuados antes o durante 1982 no fueron considerados.

Fuente: Nuclear Power Reactors in the World. Reference Data Series No. 2
Organismo Internacional de Energía Atómica. Viena, abril de 1984

CUADRO V - 5

[illegible] DE INDISPONIBILIDAD DE REACTORES NO PROTOTIPO DURANTE 1982

Causa de indisponibilidad	Paradas Programadas				Paradas no Programadas			
	Energía Perdida - Gwe.h	%	Tiempo Perdido - horas	%	Energía Perdida - Gwe.h	%	Tiempo Perdido - horas	%
Fallas de equip.					68.251	65,18	138.499	85,01
Error de operación					2.297	2,25	3.250	2,24
Recarga de Combustible y mantenimiento	177.761	81,98	234.771	70,29				
Mantenimiento reparaciones	33.211	15,22	91.34	27,34	2.830	2,55	11.305	7,20
Pruebas de sistemas y componentes de la central.	2.332	1,31	3.711	1,12	414	0,41	521	0,33
Entrenamiento - licenciamiento								
Limitaciones regulatorias	3.362	1,54	4.191	1,25	5.225	5,17	7.577	4,70
Totales	217.160	100	334.005	100	101.052	100	157.127	100

Observaciones: La información más reciente de la que se dispone sobre indisponibilidad de reactores es de 1982. Se consideran exclusivamente reactores que hayan operado durante todo el año calendario 1982. No se consideraron los reactores que comenzaron su operación comercial en 1982.

Fuente: Nuclear Power Reactors in the World, Reference Data Series N° 2
Organismo Internacional de Energía Atómica. Viena. 1982

CUADRO V - 6

CAUSAS DE INDISPONIBILIDAD DE REACTORES NO FABRICADOS EN PERIODO 1971 - 1981

CAUSAS DE INDISPONIBILIDAD	PAISES OCCIDENTALES				PAISES NO OCCIDENTALES			
	Energía Perdida	%	Tiempo Perdido	%	Energía Perdida	%	Tiempo Perdido	%
	GWe-h		Horas		GWe-h		Horas	
Falla de equipo					445.813	70,87	781.365	70,21
Errores de operación					12.674	2,01	21.158	1,91
Recarga de combustible y mantenimiento	949.513	76,92	1.413.648	63,71	16.817	2,65	32.311	2,90
Mantenimiento y reparaciones	241.714	19,67	483.333	23,11	69.223	11,15	148.922	13,39
Fallas de sistemas y componentes de la central	11.651	1,03	27.333	1,28	4.173	0,66	9.071	0,84
Entrenamiento y licenciamiento	435	0,04	781	0,04	51	0,01	91	0,01
Limitaciones regulatorias	13.923	1,62	35.339	1,69	36.341	5,87	44.922	4,03
Otras causas	13.930	1,13	23.753	1,12	47.581	7,74	75.138	7,02
TOTALES	1.223.061	100	2.129.549	100	629.172	100	1.111.059	100

Observaciones: La información más reciente de que se dispone sobre indisponibilidad de reactores es de 1982 Se consideran exclusivamente años calendario completos de operación comercial.

Fuente: Nuclear Power Reactors in the World, Reference Data Series Nº 2 - Organismo Internacional de Energía Atómica, Viena, abril de 1984

CUADRO V - 7

NUCLEAR POWER PLANT IMPORTS, DECEMBER 31, 1983

Industrialized and European Centrally Planned Countries

Country	Total		Domestic		Imported From											
					USA		Germy FR		Canada		France		Sweden		UK		USSR	
	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)
BELGIUM	8	5485			5	2806					3	2679						
BULGARIA	6	3538															6	3538
CANADA	23	14228	23	14228														
CZCHSLVK	11	5116															11	5116
FINLAND	4	2206											2	1316			2	890
FRANCE	61	56103	61	56103														
GRMN.DR	5	1694															5	1694
GRMNY FR	27	23018	26	23003	1	15												
HUNGARY	4	1632															4	1632
ITALY	6	3231	1	35	4	3046									1	150		
JAPAN	38	29045	28	21859	9	7027									1	159		
NETHLNDS	2	501			1	51	1	450										
POLAND	2	880															2	880
ROMANIA	2	1320							2	1320								
S.AFRICA	2	1842									2	1842						
SPAIN	15	12129			12	9669	2	1980			1	480						
SWEDEN	12	9455	9	6825	3	2630												
SWITZRLD	5	2882			4	1962	1	920										
UK	42	12556	42	12556														
USA	135	124400	135	124400														
USSR	85	59625	85	59625														
YUGOSLAV	1	632			1	632												
	496	371518	410	318634	40	27838	4	3350	2	1320	6	5001	2	1316	2	309	30	13750

Developing Countries

Country	Total		Domestic		Imported From											
					USA		Germy FR		Canada		France		Sweden		UK		USSR	
	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)
ARGNTINA	3	1627					2	1027	1	600								
BRAZIL	2	1871			1	626	1	1245										
CHINA	1	300	1	300														
CUBA	2	816															2	816
INDIA	10	2130	6	1320	2	396			2	414								
KOREA RP	9	7263			6	4785			1	628	2	1850						
MEXICO	2	1308			2	1308												
PAKISTAN	1	125							1	125								
PHILIPP.	1	621			1	621												
TAIWAN	6	4924			6	4924												
	37	20985	7	1620	18	12660	3	2272	5	1767	2	1850					2	816

World Total

	Total		Domestic		Imported From											
					USA		Germy FR		Canada		France		Sweden		UK		USSR	
	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)	No	MW(e)
	533	392503	417	320254	58	40498	7	5622	7	3087	8	6851	2	1316	2	309	32	14566

Note 1: Includes all reactors connected to the grid or under construction as at 31st December 1983.
Reactors shut down by this date are not included.

ANEXO VI

CUADROS SOBRE INFRAESTRUCTURA INDUSTRIAL

(Correspondiente al Punto 3.2.3 del Texto "Infraestructura Industrial")

CUADRO VI-1: Industrias Manufactureras
Volúmen físico del Producto Bruto Interno
(Indice Base 1978 = 100)

CUADRO VI-2: Producto Bruto Interno al Costo de Factores, según sector económico de origen (en millones de Nuevos Pesos a precios de 1978)

CUADRO VI-3: Producto Bruto Interno
(Indices de Volúmen físico desestacionalizados base trimestre promedio de 1978 = 100)

CUADRO VI-4: Estructura del PBI a costo de Factores según sector económico de origen (a precios corrientes)

CUADRO VI-5: Personal Ocupado en la Industria

CUADRO VI - 1

V.10 -INDUSTRIAS MANUFACTURERAS- VOLUMEN FISICO DEL PRODUCTO BRUTO INTERNO

(INDICES BASE 1978=100)

R A M A S	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
ALIMENTICIAS	91,4	93,1	97,7	100,8	100,9	100,0	101,1	109,2	117,8	115,5	112,9
BEBIDAS	106,3	102,3	105,2	95,0	95,3	100,0	114,5	114,5	124,3	107,1	99,5
TABACO	88,1	89,8	95,8	101,2	95,5	100,0	118,1	117,9	128,6	119,4	92,9
TEXTILES	73,7	75,1	84,8	83,6	95,7	100,0	116,8	118,4	108,5	62,4	64,2
CALZADO,VESTIMENTA Y OTROS	53,4	61,7	71,8	80,7	90,3	100,0	91,9	90,7	89,8	52,7	63,6
PAPEL Y PRODUCTOS DEL PAPEL	75,1	75,1	67,4	71,5	61,4	100,0	114,6	118,5	103,2	83,8	84,5
IMPRENTAS Y EDITORIALES	89,7	80,1	79,9	80,3	96,2	100,0	112,5	122,2	126,4	107,4	91,0
CUERO Y PRODUCTOS DEL CUERO	39,8	43,4	62,1	84,1	100,1	100,0	72,2	87,0	83,6	81,6	94,1
PRODUCTOS DEL CAUCHO	71,9	86,2	90,8	74,4	90,0	100,0	109,3	112,2	86,3	39,4	47,9
PRODUCTOS QUIMICOS	83,8	95,1	83,1	84,2	88,3	100,0	127,3	109,2	105,6	87,4	76,6
DERIVADOS DEL PETROLEO	94,7	95,6	103,5	99,1	93,8	100,0	95,7	94,4	88,9	89,4	74,1
MINERALES NO METALICOS	79,3	84,7	86,0	86,3	97,3	100,0	115,5	117,1	104,5	74,3	58,9
PRODUCTOS METALICOS	100,5	77,6	75,6	85,7	99,2	100,0	126,2	116,6	98,7	75,7	69,5
MAQUINARIA Y APARATOS ELECTRICOS	70,4	68,4	72,1	83,8	100,7	100,0	136,0	184,8	176,9	122,2	83,9
MATERIAL DE TRANSPORTE	76,7	74,4	76,2	77,6	79,3	100,0	126,2	138,0	106,1	67,3	50,4
DIVERSAS	...	...	...	...	...	100,0	135,2	121,6	96,6	79,2	74,2
G E N E R A L	80,5	82,2	87,4	89,7	94,6	100,0	107,1	109,7	104,7	87,0	80,9

CUADRO VI - 2

V.9. PRODUCTO BRUTO INTERNO AL COSTO DE FACTORES, SEGUN SECTOR ECONOMICO DE ORIGEN.

(EN MILLONES DE NUEVOS PESOS A PRECIOS DE 1978)

	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983
AGROPECUARIO	2.730	2.822	2.971	3.019	3.102	2.865	2.816	3.275	3.439	3.051	3.114
PESCA Y CAZA MARITIMA	22	20	30	39	54	61	117	133	157	134	155
INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	5.122	5.230	5.561	5.708	6.019	6.363	6.815	6.980	6.662	5.536	5.141
ELECTRICIDAD,GAS Y AGUA	302	284	314	324	338	366	379	408	430	435	446
CONSTRUCCION	597	654	876	989	1.015	1.326	1.490	1.546	1.593	1.377	1.012
COMERCIO	3.239	3.465	3.644	3.975	4.063	4.359	4.677	5.183	5.327	4.182	3.689
TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	1.335	1.360	1.412	1.501	1.539	1.531	1.695	1.838	1.819	1.593	1.493
COMUNICACIONES	144	143	151	163	173	178	190	203	206	218	231
PROPIEDAD DE VIVIENDA	1.755	1.744	1.746	1.742	1.764	1.789	1.799	1.830	1.848	1.861	1.874
OTROS SECTORES (1)	6.506	6.693	7.041	7.240	6.907	7.434	7.937	8.204	8.692	8.638	8.792
P.B.I. AL COSTO DE FACTORES	21.752	22.415	23.746	24.700	24.974	26.292	27.914	29.600	30.173	27.225	25.954
P.B.I. A PRECIOS DE MERCADO	25.579	26.383	27.930	29.043	29.384	30.930	32.836	34.808	35.469	32.028	30.532

1) INCLUYE CANTERAS Y MINAS, BANCOS, SEGUROS Y OTROS INTERMEDIARIOS FINANCIEROS, SERVICIOS DEL GOBIERNO GENERAL Y SERVICIOS DIVERSOS.